

**POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA
BIOMASA RESIDUAL DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE PALMA DE ACEITE
EN LA ZONA NORTE DE COLOMBIA**

JUAN CAMILO BARRERA HERNANDEZ



**MAESTRIA EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍA RENOVABLE
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE LA COSTA
MAYO 2021**

**POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA A PARTIR DE LA
BIOMASA RESIDUAL DEL PROCESO DE EXTRACCIÓN DE PALMA DE ACEITE
EN LA ZONA NORTE DE COLOMBIA**

JUAN CAMILO BARRERA HERNÁNDEZ

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Magister en eficiencia energética y energía renovable**

Maestría en eficiencia energética y energía renovables

PhD Alexis Sagastume Gutiérrez

PhD Juan Jose Cabello Eras

**MAESTRIA EN EFICIENCIA ENERGÉTICA Y ENERGÍA RENOVABLE
DEPARTAMENTO DE ENERGÍA
UNIVERSIDAD DE LA COSTA
MAYO 2021**

Nota de aceptación

Jurado

Jurado

Barranquilla, Mayo 2021

Resumen

El potencial energético de la biomasa residual de palma de aceite generada en siete plantas extractoras ubicadas en la Zona Norte de Colombia es evaluado a través de un sistema de cogeneración con turbina de extracción – condensación. Para todos los casos evaluados, la biomasa disponible no solo cubre los requerimientos energéticos del proceso, sino que también puede suplir un excedente de energía. El potencial energético de la biomasa residual oscila entre los 22.5 - 46.5 MW anuales para los casos estudiados. Para plantas extractoras de aceite con capacidades entre 21 – 41 tRFF⁻¹ se estima que es posible obtener excedentes de energía eléctrica entre 1.7 – 8.9 MW, considerando que el aprovechamiento energético de la tusa como combustible puede incrementar entre un 40 – 60 % la energía aportada por el cuesco y la fibra. Respecto al desempeño ambiental, las emisiones de GEI calculadas fueron de 1 – 3 g CO_{2eq} por kWh en las diferentes plantas de aceite. En comparación con la energía eléctrica del sistema interconectado nacional, la electricidad generada por la biomasa residual de la extracción del aceite de palma tiene el potencial de reducir entre 214 - 385 g CO_{2eq} por tonelada de fruto procesado al año. Dependiendo de la disponibilidad de la tusa para su aprovechamiento energético, puede incrementarse la reducción de emisiones entre un 60 – 80%. La generación eléctrica puede desarrollarse con un costo nivelado de electricidad entre 131 – 223 COP kWh⁻¹ para las plantas estudiadas considerando una inversión a diez años, lo cual podría ser económicamente atractivo considerando que el costo de venta de electricidad en Colombia se situó entre los 113 - 321 COP kWh⁻¹ para el año 2019.

Palabras Clave biomasa, palma de aceite, generación eléctrica, cogeneración, bioenergía

Abstract

The energy potential of the residual oil palm biomass generated in seven extraction plants located in northern Colombia is evaluated through a cogeneration system with extraction turbine – condensation. For all the cases analyzed, the available biomass not only covers the energy requirements of the process, but it can also supply a surplus of energy. The energy potential of residual biomass ranges from 22.5 - 46.5 MW per year for the cases studied. For palm oil mills with capacities between 21 – 41 tRFF⁻¹ it is estimated that it is possible to obtain surplus electricity between 1.7 – 8.9 MW, considering that the energy use of the empty fruit bunch as fuel can increase between 40 – 60 % the energy provided by the kernel shell and fiber. Regarding environmental performance, the calculated GHG emissions were 1 – 3 g CO_{2eq} per kWh for the cases studied. By replacing the electricity of the national interconnected system, the energy generated by biomass could mitigate between 214 - 385 g CO_{2eq} per ton of fresh fruit bunch per year. Depending on the availability of the empty fruit bunch, its energy use can increase the replacement of emissions by 60 – 80%. Electricity generation can be developed at a level cost of electricity between 131 – 223 COP kWh⁻¹ for the palm oil mills studied considering a ten-year investment, which could be economically attractive considering that the cost of selling electricity in Colombia stood between 113 - 321 COP kWh⁻¹ for 2019.

Keywords biomass, palm oil, power generation, CHP, bioenergy

TABLA DE CONTENIDO

1	LISTA DE TABLAS Y FIGURAS.....	9
1	CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN.....	13
1.1	INTRODUCCIÓN	13
1.2	JUSTIFICACIÓN.....	16
1.3	SITUACIÓN PROBLEMÁTICA	18
1.4	HIPÓTESIS	19
1.5	OBJETIVOS.....	19
1.5.1	OBJETIVO GENERAL.....	19
1.5.2	OBJETIVOS ESPECÍFICOS	19
1.6	ACTIVIDADES.....	20
2	CAPITULO II: ESTADO DEL ARTE	22
2.1	GENERALIDADES DE LA PALMA DE ACEITE	22
2.1.1	PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA EN EL MUNDO	23
2.1.2	PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA EN COLOMBIA	24
2.1.3	PRODUCTOS, SUBPRODUCTOS Y RESIDUOS DE LA EXTRACCIÓN DE ACEITE DE PALMA.	26
2.1.4	CARACTERÍSTICAS FISICOQUÍMICAS DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA.....	28
2.1.5	DISPONIBILIDAD Y USO DE LA BIOMASA	33
2.2	BIOENERGÍA	34

2.2.1	COMBUSTIÓN DE BIOMASA	36
2.2.2	CICLOS DE VAPOR CON BIOMASA	39
2.2.3	SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN PLANTAS EXTRACTORAS	44
2.3	IMPACTO AMBIENTAL	46
3	CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS	50
3.1	INVENTARIO DE BIOMASA	51
3.2	EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO	51
3.2.1	ENERGÍA DE LA BIOMASA.....	51
3.2.2	CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS DE EVALUACIÓN.....	53
3.3	CICLO DE COGENERACIÓN EVALUADO.....	54
3.3.1	EFICIENCIA TÉRMICA DE CALDERA	56
3.3.2	EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN	57
3.4	ANÁLISIS ECONÓMICO	57
3.5	ANÁLISIS AMBIENTAL	58
4	CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN	60
4.1	POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA.....	60
4.2	LÍNEA BASE DE CONSUMO DE PLANTAS EXTRACTORAS.....	62
4.3	POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA	65
4.4	EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	67
4.5	DESEMPEÑO ECONÓMICO.....	73

4.6	DISCUSIÓN.....	75
5	CONCLUSIONES	80
6	RECOMENDACIONES.....	82
7	BIBLIOGRAFÍA	83

LISTA DE TABLAS

TABLA 1 ACTIVIDADES REALIZADAS PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO	20
TABLA 2 PRODUCCIÓN HISTÓRICA DE ACEITE DE PALMA EN COLOMBIA	24
TABLA 3 COMPOSICIÓN DE LA BIOMASA RESIDUAL DE BIOMASA RESIDUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA	30
TABLA 4 ELEMENTOS MAYORES Y MENORES CONTENIDOS EN LA BIOMASA DE PALMA DE ACEITE.	33
TABLA 5. TECNOLOGÍAS COMUNES DE COMBUSTIÓN	37
TABLA 6. CARACTERÍSTICAS DE LAS TECNOLOGÍAS DE COMBUSTIÓN DE BIOMASA.	38
TABLA 7 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS Y ECONÓMICAS DE TECNOLOGÍAS MADURAS DE COGENERACIÓN CON BIOMASA	41
TABLA 8 EMISIONES ESTÁNDAR PARA CALDERAS DE BIOMASA	47
TABLA 9 BALANCE DE EMISIONES DE CARBONO ASOCIADAS A LA PRODUCCIÓN DE FRUTO FRESCO DE PALMA DE ACEITE	48
TABLA 10 COMPOSICIÓN Y HUMEDAD DE LA BIOMASA	52
TABLA 11 DEMANDA ENERGÉTICA DE LOS ESCENARIOS EVALUADOS	53
TABLA 12 CONDICIONES DE OPERACIÓN DEL CICLO PARA LOS CASOS DE ESTUDIO	55
TABLA 13 PARÁMETROS ASUMIDOS PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO	58
TABLA 14 FACTORES DE EMISIÓN DE LA COMBUSTIÓN DE BIOMASA	59
TABLA 15 INFORMACIÓN DE LÍNEA BASE OBTENIDA DEL CUESTIONARIO	61

TABLA 16 RESULTADOS DE EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO EN CICLO DE COGENERACIÓN CON TURBINA EXTRACCIÓN – CONDENSACIÓN.	66
TABLA 17 DESEMPEÑO AMBIENTAL CON TODA LA BIOMASA	69
TABLA 18 DESEMPEÑO AMBIENTAL CON APROVECHAMIENTO DE CUESCO Y FIBRA	69
TABLA 19 CAPEX – ESCENARIO 1	73
TABLA 20 CAPEX – ESCENARIO 2	74

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. PRODUCCIÓN MUNDIAL DE ACEITE DE PALMA ESTIMADO EN AÑO 2019	23
FIGURA 2. UBICACIÓN DE PLANTAS EXTRACTORAS	25
FIGURA 3. FLUJOS DE PRODUCTOS Y SUBPRODUCTOS DE PALMA DE ACEITE	27
FIGURA 4. DISTRIBUCIÓN DE BIOMASA SOLIDA DE PALMA DE ACEITE	29
FIGURA 5. ANÁLISIS PRÓXIMO BIOMASA RESIDUAL	31
FIGURA 6. RELACIÓN ENTRE PODER CALORÍFICO Y HUMEDAD DE LA BIOMASA RESIDUAL DE LA PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA	31
FIGURA 7. ANÁLISIS ELEMENTAL DE LA PALMA DE ACEITE	32
FIGURA 8 USOS DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA DE PALMA DE ACEITE	34
FIGURA 9 ESQUEMA GENERAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA EN PLANTA EXTRACTORA	45
FIGURA 10. ESQUEMA DE CICLO DE COGENERACIÓN PROPUESTO	55
FIGURA 11. FLUJOS DE BIOMASA Y POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA	62
FIGURA 12 CONSUMO DE AGUA Y PRODUCCIÓN DE VAPOR PARA CASOS DE ESTUDIO	63
FIGURA 13. EFICIENCIA DE COGENERACIÓN ACTUAL DE LAS PLANTAS EXTRACTORAS EVALUADAS.	64
FIGURA 14 EXCEDENTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA POTENCIAL	68
FIGURA 16. BALANCE DE EMISIONES DE GEI EN ESCENARIO 1	71
FIGURA 17. BALANCE DE EMISIONES DE GEI EN ESCENARIO 2	71

FIGURA 18. COSTO NIVELADO DE ENERGÍA	75
FIGURA 19. POTENCIAL DE MITIGACIÓN DE GASES DE EFECTO INVERNADERO	77
FIGURA 20. PRECIO DE BOLSA DE ENERGÍA ELÉCTRICA AÑO 2019 Y VALORES MÁXIMOS Y MÍNIMOS DEL COSTO NIVELADO DE ENERGÍA CALCULADO.	78

1 CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 INTRODUCCIÓN

La agroindustria de la palma de aceite es uno de los cultivos perennes más representativos del agro colombiano, el cual aporta cerca del 11 % del PIB agropecuario, siendo el aceite crudo de palma (ACP) y el aceite de palmiste (PKO) sus principales productos (Dishington, 2018). Estos productos son usados como materia prima para la producción de aceites comestibles, alimentos, maquillajes, biocombustibles, etc., los cuales reflejan un aumento en el consumo y por lo tanto una creciente expansión de los cultivos de palma de aceite en el mundo (Dam, 2015; Pande et al., 2012; Yeong et al., 2012).

Además del ACP y el PKO, del beneficio de la palma de aceite se obtiene una cantidad elevada de biomasa resultante del proceso de extracción de aceite. Los racimos de fruto fresco (RFF) contienen cerca del 40% en peso de biomasa (Loh, 2016). Habitualmente parte de la biomasa (fibra y cuesco) se utiliza en la generación de vapor a baja presión como combustible para satisfacer la demanda térmica del proceso (Ramirez-Contreras et al., 2015). Por otra parte, los racimos de fruto vacíos (RFV) o tusa, son utilizados para realizar compostaje y/o ser dispuesta en el campo para aportar humedad y nutrientes al suelo (Ramirez-Contreras et al., 2011).

Las plantas extractoras de aceite se ubican en zonas rurales por costos de transporte de fruto, donde la disponibilidad de la energía térmica y eléctrica es un elemento clave en los costos de producción. En algunos casos, las plantas extractoras se encuentran cerca de centros urbanos, lo que le permite el acceso al sistema interconectado nacional (SIN). Sin embargo, más de la mitad de las plantas se encuentran en zonas no interconectadas (Fedepalma, 2019). Ante el escenario anteriormente descrito, la cogeneración (CHP, de Combined Heat and Power en inglés) ha sido la tecnología más implementada en plantas de extracción de aceite de palma dado su alto nivel de

maduración tecnológica y confiabilidad (Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a). No obstante, la implementación masiva de esta tecnología está sujeta a retos. (Bazmi et al., 2011) conduce un estudio sobre los retos de la generación descentralizada de la energía considerando la industria global de la palma de aceite (Sudeste asiático, África oriental, África Central y América Latina). El estudio afirma que los sistemas de combustión de biomasa tienden a operar con baja eficiencia, pese a la existencia de tecnología eficiente como el uso de calderas de alta presión. En cuanto al estado actual de implementación de la cogeneración, en Malasia, la generación simultanea de calor y electricidad es ampliamente usada en el 77 % de las plantas extractoras (Umar et al., 2014). En términos de generación de electricidad, (Nasrin et al., 2011) encontró que existe un potencial energético entre un rango de 113 kW para una planta extractora de 20 ton h⁻¹ hasta 900 kW para una de 54 ton h⁻¹. El estudio sugiere que podría ser aún mayor en el sentido en que las plantas extractoras usaran excesivamente el consumo específico de energía para generar el vapor y la electricidad si se compara con el consumo óptimo. (Husain et al., 2002) menciona que calderas y turbina presentan bajas eficiencias térmicas comparadas con plantas generadoras convencionales debido a la no uniformidad de la calidad del combustible. La utilización de turbinas de condensación-extracción aumentan la generación de electricidad hasta en un 60% y su factor de utilización es del 65% para el sistema de generación. En Indonesia, (Nasution et al., 2014) presenta una investigación donde se incluye el uso del raquis, hueso y fibra en un sistema de cogeneración para una planta de 30 toneladas de RFF por hora. El estudio indica que la utilización del raquis produce un excedente de 530 kW por tonelada de RFF en comparación con la no utilización de este. De acuerdo con el estudio desarrollado por (Chiew & Shimada, 2013), para una planta extractora típica, utilizando un sistema de cogeneración, el excedente de calor y electricidad es de 23.8 MJ tRFF⁻¹ y 22.4 MJ

tRFF⁻¹, respectivamente. Respecto al desempeño ambiental, el estudio indica que el uso de raquis como combustible en plantas de cogeneración en lugar de utilizarlo como acondicionador de suelo, puede generar una ganancia en rentabilidad, energía y emisiones de CO₂ evitadas entre 2 - 7 veces, 3.5 - 6.5 veces y 1 - 1.8 veces, respectivamente.

En Colombia, el estudio de (Arrieta et al., 2007) evalúa el potencial de cogeneración en tres plantas extractoras de aceite de palma en Colombia. La evaluación se aplica para plantas con capacidad entre 18 y 60 t RFF h⁻¹, donde es posible tener un excedente de energía entre 1 y 7 MW, con un factor de capacidad promedio de aproximadamente 0.4. El índice de generación es de 75 – 160 kWh t RRF⁻¹ y puede ser esperado cuando la planta está en operación o en stand-by, respectivamente, por ejemplo, tres o cuatro veces mayor a la generada con turbinas de contrapresión tradicionales. Vargas et al., 2011 indica que el potencial de cogeneración en Colombia aún no ha sido explotado debido a que, en las condiciones existentes, las plantas extractoras se centran en satisfacer la demanda térmica del proceso de producción, para lo cual la eficiencia en generación eléctrica no presenta un incremento representativo. En un estudio más reciente, Montoya et al., 2020 evalúa un sistema de cogeneración utilizando únicamente la tusa, donde la implementación de un ciclo cerrado con turbina de contrapresión, puede obtenerse un costo nivelado de energía menor a 230 COP kWh⁻¹.

La demanda de electricidad continúa creciendo en Colombia, pronosticándose un crecimiento del 48% para el 2032 (UPME, 2015). El gobierno colombiano ha venido desarrollado leyes y regulaciones que incentiven el uso de energías renovables, y que aumenten la cobertura eléctrica en la Zona no Interconectada. En particular, la ley 1715 de 2014 (Congreso de Colombia, 2014), establece incentivos tributarios para proyectos de generación de potencia a partir de fuentes de energía renovable. Además, en el 2018, la comisión de regulación de energía y gas (CREG)

radicó la resolución 30 de 2018 (CREG, 2018), el cual establece las reglas para la libre comercialización de energía eléctrica. A pesar de la creciente iniciativa para el fomento de energía renovable, el estudio realizado en 2018 por Gómez-Navarro & Ribó-Pérez, concluyeron que el desarrollo de energías a partir de la biomasa presentan barreras en aspectos tales como el mercado de electricidad, los costos de instalación y operación, la ausencia de coordinación entre lo público y lo privado y falta de planeación.

Ante la perspectiva previamente ilustrada, el aprovechamiento energético de la biomasa de la palma de aceite puede representar una oportunidad interesante en lo que concierne a la diversificación de la matriz energética del sector energético colombiano. Este trabajo busca evaluar el potencial energético de la biomasa residual sólida de aceite de palma a través de la ruta de cogeneración. Este estudio considera la biomasa generada por siete plantas extractoras de aceite de la Zona Norte de Colombia. El potencial energético es analizado desde la perspectiva de la sostenibilidad, donde las emisiones de gases de efecto invernadero son consideradas junto con el costo nivelado de energía para cada uno de los escenarios evaluados.

1.2 JUSTIFICACIÓN

La energía de la biomasa es uno de los recursos renovables con mayor potencial para diversificar la matriz energética de Colombia (Universidad Industrial de Santander et al., 2011). La biomasa en Colombia tiene un potencial energético aprovechable de 16000 MW, lo que equivale a la capacidad de generación eléctrica actualmente instalada (Eras et al., 2019a), la mayor parte se concentra en el sector azucarero se a través de la generación eléctrica y de vapor a partir del bagazo.

La palma de aceite, es uno de los cultivos perennes más representativos en Colombia con cerca de 465,456 hectáreas sembradas al 2019 (SISPA, 2020), siendo la materia prima utilizada para la

producción de aceite crudo de palma (ACP) y el aceite de palmiste (PKO) aportando alrededor del 11% del PIB agropecuario (Fedepalma, 2016). En el año 2019, Colombia produjo cerca de 1.53 millones de toneladas de aceite, de las cuales el 50% fueron exportadas (Fedepalma, 2020). Los aceites de palma sirven de materia prima para la producción de aceites comestibles, producción de alimentos, maquillaje, biocombustibles entre otros. La Zona Norte que comprende mayoritariamente los departamentos del Cesar y Magdalena, en el año 2019 aportó el 23.9 % de la producción de aceite de palma nacional (SISPA, 2020).

Del beneficio de la palma de aceite, además de la producción de aceite, se obtiene una cantidad significativa de biomasa residual del proceso de extracción de aceite. En particular, por cada racimo de fruto fresco (RFF) cerca del 20 % corresponde al aceite crudo de palma, 22% a la tusa o racimo vacío, 13 % a la fibra del mesocarpio, 5 % a cascarilla de nuez y 0.7 m³ de biomasa líquida (POME, por sus siglas en inglés), producto de la condensación del proceso y humedad de la fruta (Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a). Acorde con el estudio desarrollado por (Ramirez-Contreras et al., 2015), las plantas extractoras en Colombia utilizan el 40% de la biomasa sólida generada en aplicaciones energéticas, principalmente el cuesco y la fibra para satisfacer la demanda térmica del proceso. La demás biomasa es utilizada en aplicaciones compostaje, adecuación de vías y aplicación directa en campo. En el caso del POME, el tratamiento convencional concierne a su paso por lagunas anaerobias y facultativas antes de realizar su descarga en cuerpos de agua (Wu et al., 2010). Sin embargo, la disposición de estos materiales se ha convertido en un reto a medida que incrementa la capacidad de producción. Estas corrientes residuales son una gran oportunidad para convertirse en un recurso incorporado en la cadena de valor agregado, como, por ejemplo, la generación de energía y portadores energéticos.

Pese a que en materia legal existen normativas que fomentan el desarrollo de proyectos de generación de energía renovable (CREG, 2018), las políticas regulatorias para promover la energía renovable no han sido plenamente establecidas. La mayoría de los estudios en Colombia se han enfocado en rutas de conversión tecnológica, principalmente en aplicaciones con energía solar o eólica, mientras que otras rutas tecnológicas han sido desarrolladas después de la ley de energía renovable (Eras et al., 2019b; Gonzalez-Salazar et al., 2016). Por lo tanto, estudios del potencial energético de la biomasa son necesarios, principalmente para el desarrollo de políticas de comercialización de energía.

Las principales ventajas de la biomasa de palma de aceite como fuente de energía sobre otros residuos agrícolas y cultivos energéticos indican que son comparables y en algunos casos mejor que carbón de baja calidad en varios aspectos de calidad de combustible justificando su uso como energía limpia (Loh, 2016). Así mismo, la valorización energética de los residuos de biomasa de palma de aceite o la revalorización de aquella que se usa forma menos formidable, implica la posibilidad de consolidar una economía sostenible direccionada a enfrentar retos de seguridad alimentara, cambio climático y desarrollo rural.

1.3 SITUACIÓN PROBLEMÁTICA

Considerando que existe un volumen significativo de biomasa residual que se genera anualmente del proceso de extracción de aceite de palma, el cual evidencia tener un potencial aprovechable para el desarrollo de aplicaciones energéticas. Considerando que hoy en día existe un aprovechamiento energético limitado el cual podría ser mayor utilizando la tecnología adecuada, surge la interrogante:

¿Cuál es la factibilidad de usar la biomasa residual sólida de la producción de aceite de palma para la generación energía eléctrica?

Para responder esta interrogante, este trabajo propone una evaluación del potencial energético de la biomasa residual sólida de palma de aceite generada en siete plantas extractoras de aceite de palma para la generación de energía eléctrica. La ruta de conversión propuesta corresponde a un ciclo Rankine por vapor por su alto índice de madurez tecnológico. El desempeño económico y ambiental de los escenarios de aprovechamiento energético son evaluados para determinar su viabilidad.

1.4 HIPÓTESIS

Es factible y competitivo realizar un aprovechamiento energético de la biomasa residual sólida de palma de aceite a través de un esquema de cogeneración para suplir la demanda térmica del proceso de extracción de aceite de palma y generar ingresos por venta de excedentes de energía con menor impacto ambiental.

1.5 OBJETIVOS

1.5.1 OBJETIVO GENERAL

Evaluar el potencial energético de la biomasa residual sólida del proceso de extracción de aceite de palma en siete plantas extractoras ubicadas en la Zona Norte de Colombia.

1.5.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Determinar la eficiencia de utilización de la biomasa residual sólida como suministro energético para el proceso de extracción de aceite de palma
2. Evaluar el potencial de generación de energía eléctrica de un sistema de cogeneración de ciclo cerrado y turbina de extracción - condensación utilizando la biomasa residual sólida del proceso de extracción de aceite de palma.
3. Estimar las emisiones de gases de efecto invernadero evitadas por uso de biomasa residual sólida como sustituto de fuentes convencionales.

4. Calcular el costo nivelado de energía para cada uno de los escenarios evaluados.

1.6 ACTIVIDADES

Considerando que hoy en día existe un aprovechamiento energético limitado el cual podría ser mayor utilizando la tecnología adecuada. Se propone planea la hoja de ruta mostrada en la TABLA 1, la cual describe las actividades realizadas para cumplir con los objetivos propuestos

TABLA 1

Actividades realizadas para el desarrollo del proyecto

Actividad	Detalle del procedimiento	Recursos
Caracterización de producción de biomasa residual sólida de palma de aceite	Revisión del estado del arte de la producción de aceite de palma en Colombia y el mundo. Identificación de flujos de producción de productos, subproductos y residuos. Revisión de las características fisicoquímicas de la biomasa residual de palma de aceite Identificación de usos de la biomasa	Documentación
Selección ruta de conversión de energía	Inventario de tecnologías con alto índice de maduración tecnológica Revisión de aplicaciones de aprovechamiento energético de la biomasa residual de palma de aceite Selección de ruta de cogeneración (turbina Extracción – Condensación)	Documentación

Evaluación del potencial energético	<p>Inventario de biomasa residual sólida</p> <p>Identificación de demanda energética del proceso de extracción de aceite de palma para casos de estudio</p> <p>Estimación demanda energética por pretratamiento de tusa</p> <p>Estimación de potencial energético a partir de balance de masa y energía del esquema de cogeneración</p>	<p>Inventario de biomasa sólida generada</p> <p>Condiciones de operación del proceso</p> <p>Hojas de cálculo</p>
Evaluación del desempeño ambiental	<p>Inventario de emisiones de gases de efecto invernadero por cogeneración con biomasa residual</p> <p>Estimación de emisiones gases de efecto invernadero asociados a la generación de energía eléctrica con biomasa residual</p>	<p>Hojas de cálculo</p>
Evaluación del desempeño económico	<p>Selección de variables económicas (CAPEX y OPEX)</p> <p>Cálculo del costo nivelado de energía</p>	<p>Hojas de cálculo</p>

Fuente: Elaboración propia del autor

2 CAPITULO II: ESTADO DEL ARTE

Este capítulo se divide en tres partes, la primera concierne en una breve descripción agroindustria de la palma de aceite en un contexto internacional y nacional. Posteriormente, las características y flujos promedio de productos, subproductos son descritos. Se describen las características fisicoquímicas de la biomasa residual sólida de la palma de aceite, donde se discute su composición elemental, influencia de humedad en el potencial energético y contenido de cenizas. Para finalizar se describen los usos actuales de la biomasa residual en el contexto colombiano.

La segunda parte de este capítulo describe los desarrollos hallazgos tecnológicos en cuanto a sistemas de conversión de bioenergía. La revisión realizada se enfoca en tecnologías de generación de energía térmica y eléctrica. Una revisión es llevada al cabo sobre sistemas de generación de potencia adaptados para uso con biomasa. Datos como eficiencia térmica, eléctrica, costos de inversión y mantenimiento son consolidados. Esta parte culmina con una revisión de los sistemas de cogeneración implementados en el proceso de extracción de aceite. En la última sección se realiza una revisión de los aspectos normativos en lo que concierne al impacto ambiental generado por combustión. Por otra parte, se describen las emisiones de gases de efecto invernadero generadas por el cultivo de palma de aceite en Colombia.

2.1 GENERALIDADES DE LA PALMA DE ACEITE

El aceite de palma africana (*Elais Guineensis Jacq.*), es un cultivo perenne tropical de cuyos frutos se extraen dos aceites (aceite rojo y aceite de palmiste). Ambos aceites son comestibles y son ampliamente utilizados en la elaboración de muchos alimentos procesados, oleo químicos, productos médicos, productos para el hogar, y productos industriales (Corley & Tinker, 2003). El cultivo de palma de aceite es el de mayor rendimiento de aceite por hectárea cultivada,

produciendo hasta 10 veces más que otras oleaginosas, con una producción de 58,431 millones de ton por año ((USDA, 2018)). Los aceites obtenidos la palma de aceite son demandados industrialmente por su alta versatilidad para la producción de diferentes productos (Mba et al., 2015). La industria alimenticia utiliza cerca del 90% del aceite de palma producido, mientras que el 10 % restante se utiliza en productos como el jabón, los oleo químicos, etc. (Daud et al., 2012). El fraccionamiento del aceite crudo produce oleína de palma (fracción líquida) y esterina (fracción sólida). Estas fracciones tiene distintas propiedades químicas y físicas. El aceite crudo de palma, la oleína y la esterina son componentes importantes de diferentes alimentos y productos industriales como grasas hidrogenadas, helados, cosméticos, lubricantes, pasta dental y biodiesel (Mba et al., 2015).

2.1.1 PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA EN EL MUNDO

La producción de aceite de palma históricamente se ha concentrado en países del sudeste asiático, como muestra la Figura 1.

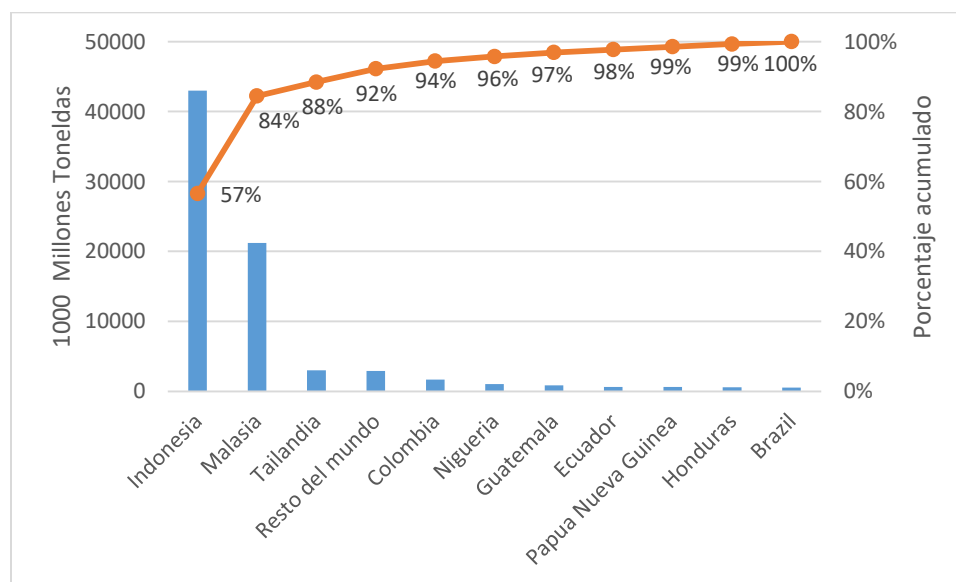


Figura 1. Producción mundial de aceite de palma estimado en año 2019

Fuente: Index Mundi, 2019

En particular, Indonesia y Malasia producen el 84% de la producción global de aceite de palma, lo que incide en que las estrategias comerciales estén marcadas por las políticas de estos países (Hashim et al., 2012). Mientras que Colombia es el primer productor de aceite de palma en América, y el tercer productor mundial (Fedepalma, 2019).

2.1.2 PRODUCCIÓN DE ACEITE DE PALMA EN COLOMBIA

La TABLA 2 muestra la producción de aceite de palma por regiones entre 2015 y 2019. La producción de aceite de palma en Colombia se divide en cuatro zonas palmeras:

- Zona Norte
- Zona Central
- Zona Central
- Zona Sur Occidental

TABLA 2

Producción histórica de aceite de palma en Colombia

Zona	2015	2016	2017	2018	2019	Pareto (%)
Oriental	527,400	498,933	724,034	670,958	639,447	41.1%
Norte	370,285	304,859	393,255	421,911	365,558	25.9%
Centro	354,203	317,651	476,347	500,410	475,135	30.7%
Suroccidental	23,334	24,760	33,747	38,232	49,016	2.3%
Colombia	1,275,222	1,146,203	1,627,383	1,631,509	1,529,155	100%

Fuente: Sistema de información palmero (SISPA, 2020)

La ubicación de las plantas extractoras por lo general se realiza en las proximidades al cultivo de palma de aceite con el fin de reducir los costos de transporte de la fruta a la planta extractora. La

integración de planta extractora y las fincas proveedoras de fruto se denominan núcleos palmeros. Los núcleos palmeros se establecen de acuerdo con las condiciones agroclimáticas de la zona que sean adecuadas para el normal desarrollo de la palma de aceite, siendo esta preferida en zonas de llanuras con alturas máximas de 1000 metros sobre el nivel del mar. Hasta agosto de 2019 habían 67 plantas extractoras activas en el país (ver Figura 2)(Fedepalma, 2019).

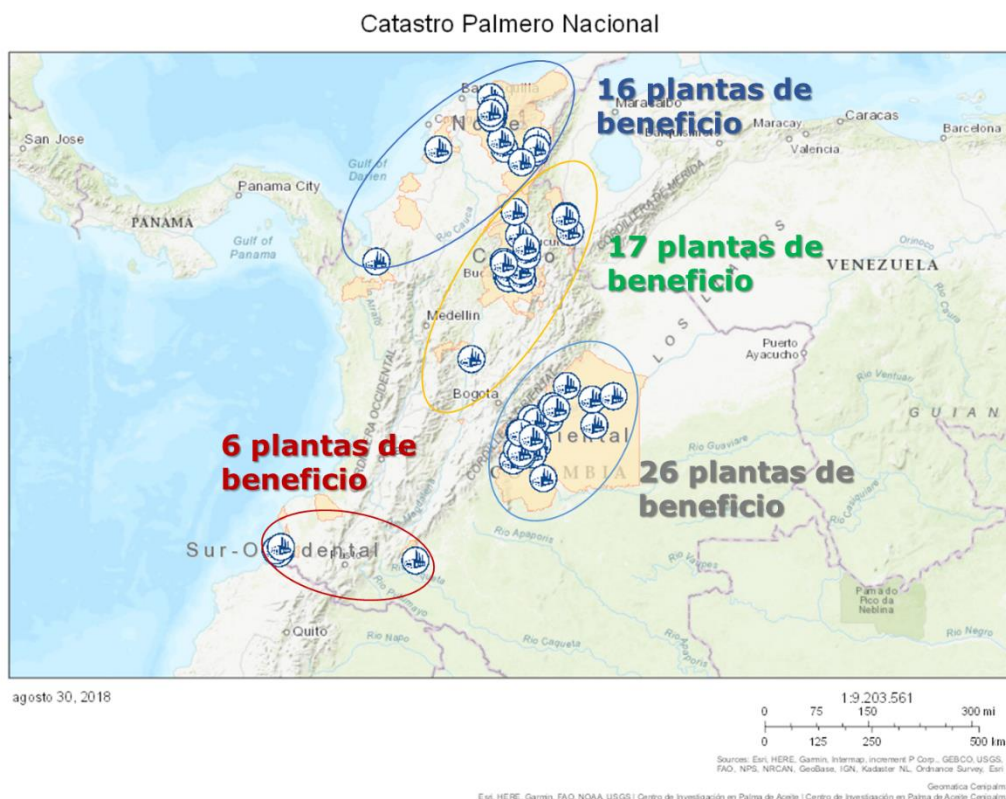


Figura 2. Ubicación de plantas extractoras Fuente: Anuario estadístico (Cenipalma, 2020)

Las mayores concentraciones de plantas extractoras se ubican en la zona oriental. Esto se debe a que los departamentos del Casanare, Meta y Vichada disponen de un área de 275,545 km² comercialmente viable para el desarrollo del cultivo de palma de aceite (Minagricultura & UPRA, 2017). La expansión del cultivo en las otras zonas principalmente se ha visto limitado por la situación fitosanitaria (Medina et al., 2019).

2.1.3 PRODUCTOS, SUBPRODUCTOS Y RESIDUOS DE LA EXTRACCIÓN DE ACEITE DE PALMA.

En promedio, el rendimiento de aceite de palma por hectárea en Colombia ronda las 3.6 t ha^{-1} año⁻¹, La densidad de siembra es de 143 y 128 palmas de aceite por hectárea para la palma Guineensis y los híbridos respectivamente (Rivera-Méndez et al., 2017). Toma cerca de tres años iniciar el periodo productivo, alcanzando una estabilidad productiva a los 7 años (Corley & Tinker, 2003). El ciclo productivo de la palma de aceite alcanza los 25 años, donde las palmas son erradicadas por la dificultad de cosechar los frutos a más de doce metros de altura (Ramírez-Contreras et al., 2011). Estudios señalan que la cantidad de troncos y hojas dejados durante la erradicación, expresado en base seca, es de 86.6 t ha^{-1} y 16.5 t ha^{-1} respectivamente, considerando una densidad de siembra de 143 palmas por hectárea durante un ciclo productivo de 29 años (García-Núñez, Ramírez-Contreras, et al., 2016b). Los racimos de fruto fresco (RFF) cosechados son la materia prima utilizada en las plantas extractoras para extraer los dos productos comerciales principales: aceite crudo de palma (ACP) y aceite de palmiste (APL). El flujo productivo en plantas extractoras se muestra en la Figura 3.

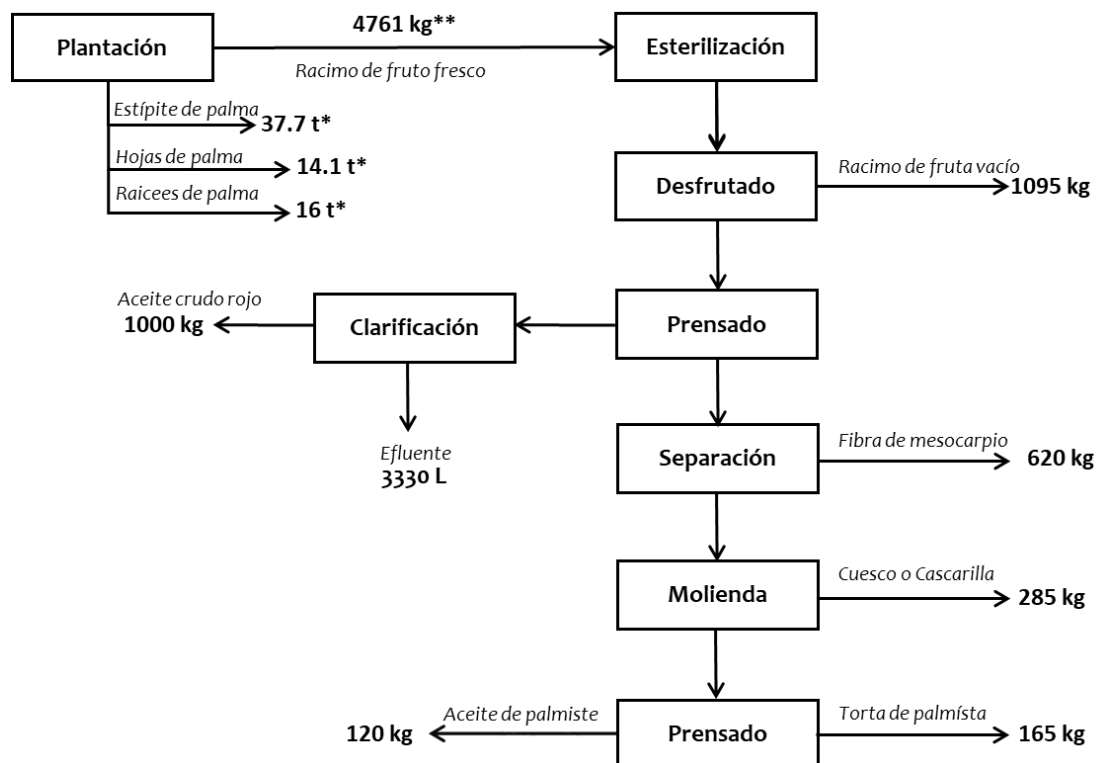


Figura 3. Flujos de productos y subproductos de palma de aceite Fuente: Adaptado de (Corley & Tinker, 2003; Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a; Loh, 2016; Ramirez-Contreras et al., 2015)

El RFF que ingresa a la planta extractora pasa a las cámaras de esterilización para su cocción para detener el efecto de la encima lipasa en la acidificación del aceite. La acción térmica deshidrata las estructuras de la biomasa facilitando el desprendimiento de los frutos, la liberación del aceite encapsulado y el secado de nuez para facilitar su separación (Cala Gaitán & Bernal Castillo, 2008). La tusa se obtiene como subproducto en el proceso de desfrutado, donde se utiliza un tambor rotario para separar los frutos sueltos de la tusa. La tusa comprende del 20 al 22% del peso de los RFF y salen con una humedad entre 60 y 70% (Ramirez-Contreras et al., 2011). Los frutos sueltos pasan al proceso de digestión y prensado donde se obtiene la torta de prensado y el licor de prensa. El licor de prensa, que está compuesto principalmente por aceite rojo, impurezas, lodos y condensados, pasa a la etapa de clarificación donde el aceite crudo de palma será clarificado y almacenado para su posterior comercialización (Fernández et al., 2016).

Por otra parte, la torta de prensado, compuesta por trazas de aceite impregnada en las fibras del mesocarpio y las nueces de la palma son separadas por columnas de desfibración aprovechando la diferencia de densidades entre estos materiales. En promedio, entre el 12 - 14 % del peso del RFF corresponde a la fibra del mesocarpio, cuya humedad promedio es del 35 % (Cala A et al., 2011). Las nueces recuperadas de la torta se secan para molerlas. En los molinos se obtiene una mezcla de cuesco o cascarilla y la almendra de palmiste. El cuesco guarda una proporción de 5 – 6% del peso en base húmeda del RFF (Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016b). Del proceso se obtiene un efluente residual formado por la humedad del RFF resultante del proceso de extracción más los condensados de la esterilización con vapor y el agua añadida al proceso para facilitar la extracción del aceite de palma crudo. En total, los efluentes varían entre 0.7 y 0.9 m³ por ton de RFF (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a).

2.1.4 CARACTERÍSTICAS FÍSICOQUÍMICAS DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA

La biomasa agrícola generada durante el cultivo del RFF se usan en el campo. Por consiguiente, este estudio solo se enfoca en la biomasa generada en el proceso de extracción de aceite de palma. La biomasa residual sólida comprende tres tipos: la tusa, el cuesco y la fibra del mesocarpio. La Figura 4 muestra la composición y tipos de biomasa residual que se obtienen en las plantas extractoras, la cual se elabora de los estudios realizados por (Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016b; Loh, 2016).

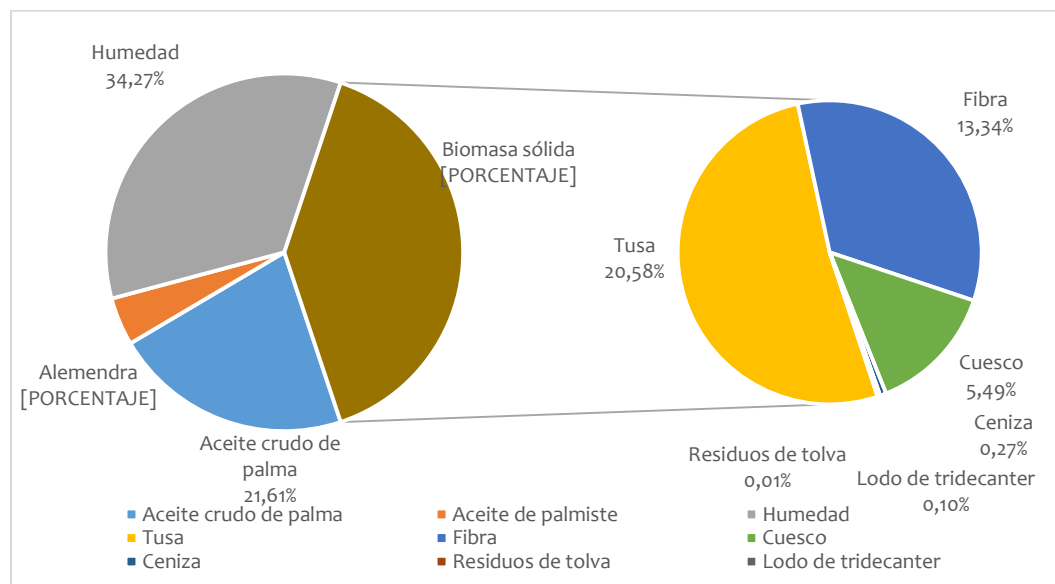


Figura 4. Distribución de biomasa solida de palma de aceite Fuente: (Ramirez-Contreras et al., 2015)

En promedio se extrae el 21% del aceite contenido en los racimos de fruto fresco, una fracción del aceite permanece impregnada de la biomasa. La pérdida de aceite impregnada en la biomasa es un indicador de producción que se monitorea para determinar la eficiencia del proceso (Montero V et al., 2013). La biomasa sólida de aceite de palma es un material lignocelulósico que se compone por tres polímeros mayores: celulosa, hemicelulosa, lignina y cenizas. La TABLA 3 presenta rangos de variación de la composición de la biomasa residual discutida por diferentes autores. Por su alto contenido de material volátil, la biomasa es apta para la aplicación de procesos de gasificación y torrefacción (Dai et al., 2019).

TABLA 3

Composición de la biomasa residual de biomasa residual de la producción de aceite de palma

(%)	Celulosa	Hemicelulosa	Lignina	Referencias
Cuesco	25 -40	15 - 20	35 - 45	(Bevan Nyakuma et al., 2013; Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a; Hossain et al., 2016; Loh, 2016; Samiran et al., 2016)
Fibra	42.7 - 65	17.7 – 33.5	13.2 – 25.31	(Bevan Nyakuma et al., 2013; Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a; Hossain et al., 2016; Loh, 2016; Samiran et al., 2016)
Tusa	23.7 - 65	20.58 – 33.52	14.1 – 30.45	(Bevan Nyakuma et al., 2013; Chang, 2014; Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a; Loh, 2016; Samiran et al., 2016)

Fuente: elaboración propia del autor

De acuerdo con diferentes autores, la Figura 5 compila la composición de la biomasa. La biomasa presenta un alto contenido de material volátil; sin embargo, el control de cenizas es un factor crítico en la combustión de biomasa.

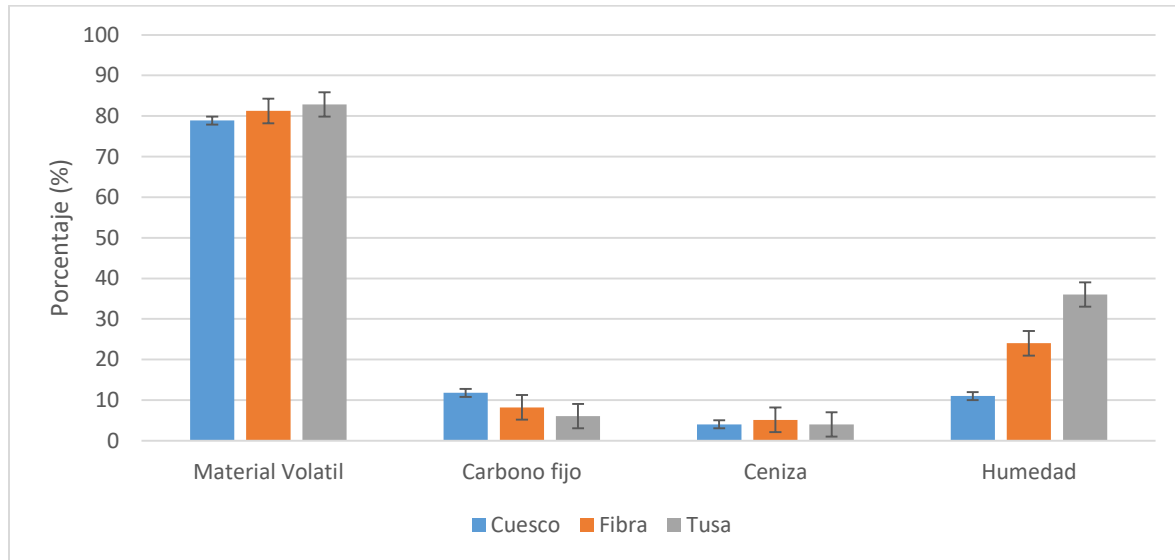


Figura 5. Análisis próximo biomasa residual Fuente: adaptado de (Bevan Nyakuma et al., 2013; Garcia-Nunez, Ramirez-Contreras, et al., 2016a; Loh, 2016))

La humedad afecta el poder calorífico de la biomasa, lo que incide en la selección de la tecnología de revalorización energética (M. K. A. Aziz et al., 2011). La Figura 6 muestra las correlaciones entre poder calorífico y humedad de la biomasa residual de la producción de aceite de palma (Demirbas, 2007; Sokhansanj, 2011).

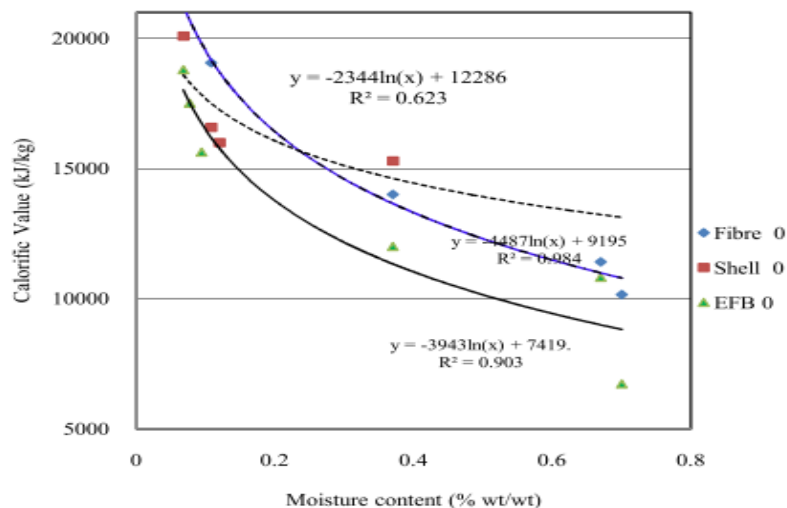


Figura 6. Relación entre poder calorífico y humedad de la biomasa residual de la producción de aceite de palma

Fuente: (M. K. A. Aziz et al., 2011)

La Figura 7 muestra el análisis elemental de la biomasa residual de la producción de aceite de palma. Las cenizas es uno de los parámetros más críticos en las tecnologías de conversión energética de la biomasa (Tortosa Masiá et al., 2007). La acumulación de cenizas conllevan a ineficiencias térmicas en los equipos de combustión por el efecto aislante de la ceniza, incrementando los costos de operación (Kowalczyk-Juśko, 2017).

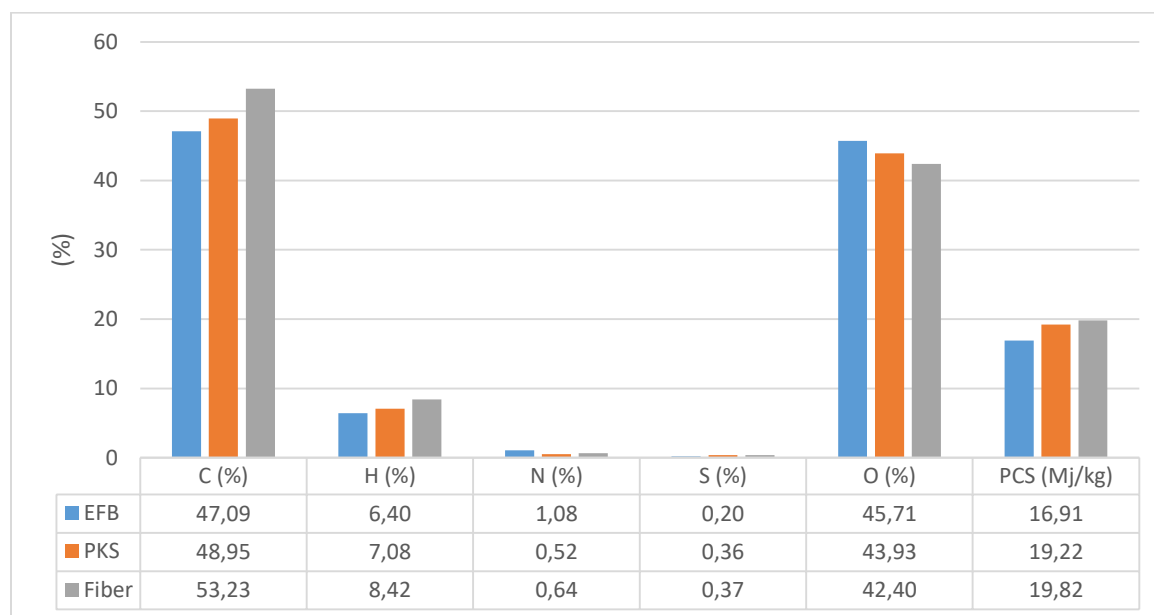


Figura 7. Análisis elemental de la palma de aceite Fuente: Elaborado a partir de (M. Aziz et al., 2016; Idris et al., 2012; Loh, 2016; Mohammed et al., 2012)

La

TABLA 4 reporta los resultados de análisis de cenizas realizados por (Loh, 2016) donde se implementaron técnicas de espectrometría y microscopia electrónica de rastreo, los resultados indican que los principales elementos en la biomasa de palma son el Si, Al, Fe, Mg, K, Ca, Na, Ti, S, P y B. Por otra parte, no se reportan metales pesados (i.e. Pb, Cd, Hg y Cr). Se reportan trazas de Cu, Zm, Cr, Se y Mn lo cual es esencial para desempeñar las funciones biológicas de la palma de aceite.

TABLA 4

Elementos mayores y menores contenidos en la biomasa de palma de aceite.

Elementos mayores y menores ¹											
Biomasa	Si	Al	Fe	Ca	Mg	Na	K	Ti	S	P	B
Tusa (%)	3.38	0.49	0.65	35.91	0.09	0.0	2.03	0.03	2.21	1	5.92
Fibra (%)	39	1.61	0.06		0.08		0.78	0.01	0.06	0.06	
Cuesco (%)	1.91	1.44	2.71		0.49	0.0	0.17	0.03	0.69	0.27	4.67
Espigas	36.6	1.36	0.01		0.02	0.0	0.82		0.04	0.05	

Fuente: Adaptado de (Loh, 2016)

El contenido de potasio en la tusa mucho más alto que en cualquier otra biomasa generada por el cultivo de palma, la tusa contiene el 50% del potasio requerido en la formación del racimo de fruto fresco (Corley & Tinker, 2003). Cuando la biomasa es quemada, el potasio contenido termina principalmente en KCL, K₂SO₄, K₂CO₃ y KOH.

2.1.5 DISPONIBILIDAD Y USO DE LA BIOMASA

Tradicionalmente la tusa obtenida del proceso es colocada en campo como práctica agrícola para la preservación de la humedad en el suelo y como material aportante de nutrientes (Ramirez-Contreras et al., 2011). Sin embargo, el uso de tusa en el campo requiere de un manejo

¹ Datos calculado por la autora en base seca

especializado dado el alto riesgo de proliferación de moscas por la descomposición de la tusa, trayendo así problemas de salubridad en comunidades aledañas al cultivo.

De acuerdo con el inventario de biomasa sólida realizado en Colombia en el 2015 (Ramirez-Contreras et al., 2015), la biomasa residual tiene diferentes aplicaciones tal como se muestran en la Figura 8. Dado el contenido nutricional de la tusa, este material ha sido acogido por sistemas de compostaje como alternativas para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin embargo, el manejo de lixiviados y el uso de combustibles fósiles en el proceso son puntos críticos (Ling-Hoak et al., 2007). El cuesco y la fibra tradicionalmente han sido utilizados para satisfacer la demanda térmica de la planta a través de su combustión directa. Las cenizas generadas por el proceso de combustión son utilizadas en los sistemas de compostaje o como fertilizante.

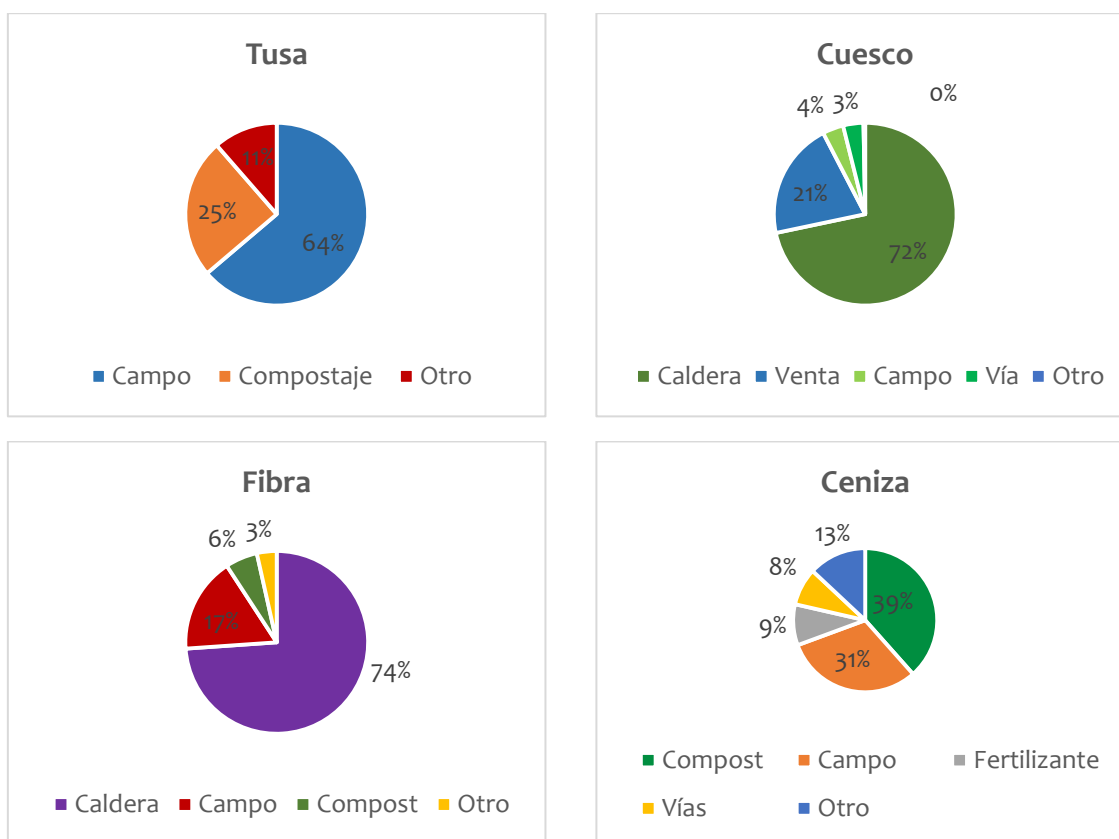


Figura 8 Usos de la biomasa residual sólida de palma de aceite Fuente: (Ramirez-Contreras et al., 2015)

2.2 BIOENERGÍA

Existen diferentes rutas tecnológicas de conversión de biomasa en energía útil. La bioenergía puede ser suministrada en estado sólido, gaseoso o combustible líquido y principalmente es usado para generar calor, así como electricidad y/o portadores energéticos. Su amplio campo de aplicación es una de las principales razones por el crecimiento constante de energía generada de la biomasa (Rincon Martinez & Silva Lora, 2015). Principalmente se distinguen tres rutas de conversión: termoquímica, fisicoquímica y biológica. Los procesos de conversión termoquímica de biomasa incluyen: combustión, pirolisis y gasificación (Rincon Martinez & Silva Lora, 2015). La conversión físico química puede ser aplicada en la producción de biocombustibles (Taylor, 2008). La conversión biológica de la biomasa se usa para la producción de biogás o bioetanol (Nanda et al., 2014). La ruta termoquímica es la más común y ajustada para biomasa sólida (Basu, 2006; Nanda et al., 2014; Van Loo, 2008).

Por aspectos técnicos y ambientales, la biomasa es apta para sustituir combustibles sólidos especialmente en el sector de generación de electricidad, donde existe un auge en el desarrollo de tecnologías comerciales para proyectos descentralizados con capacidades inferiores a 2 MW (Strzalka et al., 2017). La gasificación es una tecnología aún requiere superar barreras técnicas para su comercialización, aún existen dificultades desde el suministro de biomasa hasta la utilización final del gas combustible (Asadullah, 2014). Los sistemas de conversión de biomasa por pirolisis tienen el potencial de ser comercializados, sin embargo, aún existe una brecha entre el costo de producción del bioaceite y el costo de un combustible fósil que requiere consideraciones para hacerlo viable (Hu & Gholizadeh, 2019). De las rutas termoquímicas la más ampliamente usada en la combustión, más del 90% de la bioenergía depende de la combustión (Malico et al., 2019).

Las tecnologías mencionadas son tecnologías de conversión primaria, lo cual convierte la biomasa sólida en calor o combustible. Cuando el calor es generado por la combustión, puede ser usado directa o indirectamente para convertirlo en electricidad. Por lo tanto, una tecnología de conversión secundaria es necesaria. En este proceso, no solo se genera electricidad, sino también calor de rechazo que puede ser utilizado por una instalación como fuente térmica de energía. Existe distintos tipos de conversión de energía disponibles (turbinas a vapor, motores a vapor, ciclos orgánicos de Rankine (ORC), motores Stirling, motores de combustión interna, turbina de gas y microturbinas) y todas dependen de las tecnologías de conversión primarias. Dado el alcance de este trabajo, a continuación, se realiza una revisión bibliográfica de las tecnologías de conversión primaria (combustión) y de conversión secundaria que utilizan ciclo Rankine (turbinas de vapor).

2.2.1 COMBUSTIÓN DE BIOMASA

Existen diferentes tecnologías de combustión de biomasa utilizadas para generar calor y electricidad con temperaturas de combustión entre los 800 – 1000 °C. La combustión puede aplicarse a fuentes de biomasa con humedades inferiores al 50 % (Shafie et al., 2012). En general, las tecnologías de combustión de biomasa se clasifican en (Wolf & Dong, 2013):

- Lecho fijo.
- Lecho fluidizado (la cual puede ser de lecho circulatorio o burbujeante).
- Combustible pulverizado.

Los hornos de parrillas son equipos robustos con capacidad para quemar varios tipos de biomasa. Sin embargo, esta tecnología se caracteriza por su baja eficiencia y altas emisiones. El lecho fluidizado por otra parte es la tecnología más versátil para la quema de biomasa, generando menores emisiones que las calderas de parrilla. La combustión por combustible pulverizado es

la tecnología con mayores exigencias en cuanto a la calidad del combustible. Las ventajas y desventajas de las tecnologías de combustión son descritas en la TABLA 6 y estudiado por (Caillat & Vakkilainen, 2013).

TABLA 5 presenta las características específicas de dichas tecnologías. La combustión por combustible pulverizado es la tecnología con mayores exigencias en cuanto a la calidad del combustible. Las ventajas y desventajas de las tecnologías de combustión son descritas en la TABLA 6 y estudiado por (Caillat & Vakkilainen, 2013).

TABLA 5

Tecnologías comunes de combustión

Tecnología	Potencia (MWe)	Combustible	Humedad (%)	Ceniza s² (%)	Tamaño de partícula (mm)
Parrillas móviles	0.15 – 150	Biomasa	5 – 60	< 50	< 150
Lecho fluidizado	5 – 120	Lodos, cortezas,	5 – 60	< 10	< 100

² % B.S.

burbujeante		bagazo, pellets			
Lecho fluidizado circulante	15 – 120	Cortezas, bagazo, pellets	5 – 60	< 10	< 100
Quemador de madera pulverizada	5 – 80	Maderas, pellets	<20	< 1	< 5
Co - combustión	100 – 1000	Madera, aserrín, pellets	<20	< 1	< 2 – 4

Fuente: Adaptado de (Caillat & Vakkilainen, 2013)

TABLA 6

Características de las tecnologías de combustión de biomasa.

Ventaja	Desventajas
Hornos de parrillas (Rango típico: <100MW)	
<ul style="list-style-type: none"> • Robusto y fiable. • Baja inversión y costo de operación. • Baja erosión y carga de polvo. • Puede manejar diversos tipos de combustibles. 	<ul style="list-style-type: none"> • Baja eficiencia. • Altas emisiones. • Capacidad limitada de operación multi-combustible. • Adaptabilidad limitada a cambios en calidad de combustible.
Lecho fluidizado burbujeante (rango típico: 20 – 300 MW)	
<ul style="list-style-type: none"> • Disponibilidad para varias biomasa combustibles con variados tamaños de partículas y contenido de humedad. • Eficiencia en combustión. • Baja emisión de NOx y SO2. • Sin partes mecánicas en movimiento. en la región caliente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Riesgo de aglomeración en cama con combustibles altamente alcalinos. • Capacidad de operación limitada a una carga parcial. • Erosión.
Lecho fluidizado circulatorio (rango típico: 50 – 800 MW)	
<ul style="list-style-type: none"> • Mejor flexibilidad (0 – 100 % biomasa o carbón). • Eficiencia de combustión muy alta. • Baja emisión de NOx y SO2. • Captura efectiva de azufre por la caliza. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto consumo de energía eléctrica. • Alta inversión y costos de operación. • Riesgo de aglomeración en ciclo. • Capacidad de operación limitada a una carga parcial.

<ul style="list-style-type: none"> • Mitigación de corrosión por ciclo cerrado. • Sin partes mecánicas en movimiento en el lecho. 	<ul style="list-style-type: none"> • Erosión
Combustible pulverizado (100 – 2000 MW)	
<ul style="list-style-type: none"> • Alta eficiencia. • Grandes tamaños de unidades disponibles. • Buena capacidad de carga. • Variedad de tecnología para cofiring 	<ul style="list-style-type: none"> • Altas emisiones de NO_x y SO₂. • Requerimientos de combustible estrictos. • Flexibilidad de combustible

Fuente: Adaptado de (Hurskainen & Vainikka, 2015)

En plantas extractoras de aceite de palma, generalmente se utilizan sistemas de combustión de lecho fijo combinados con calderas acutubulares, piro-tubulares o mixtas. Las calderas usadas en el sector han evolucionado hasta el punto de contar con sistemas que permiten una extracción fácil de cenizas. Inicialmente, las cenizas presentaban diferentes inconvenientes por la escorificación en las parrillas, reduciendo la eficiencia de los sistema(Cala Gaitán & Bernal Castillo, 2008; Noel & June, 1999; Pelaez, 2010). En la actualidad, las calderas utilizan parrillas viajeras para facilitar la distribución de la biomasa en el horno. Sin embargo, hay varias plantas que siguen utilizando sistemas de lecho fijo donde la extracción de cenizas es manual, generando ineficiencias por combustible no quemados, pérdidas de energía y emisión de cenizas en los gases de escape. Se reportan eficiencias en calderas de biomasa de palma de aceite por el orden del 60 % y 75 % (Abdullah & Sulaiman, 2013; Husain et al., 2002; Sommart & Pipatmanomai, 2011). En general, el desarrollo de nuevas tecnologías para aumentar la eficiencia de combustión de la biomasa se ha enfocado en mejorar el control de la humedad.

2.2.2 CICLOS DE VAPOR CON BIOMASA

Actualmente los ciclos de vapor son la tecnología más utilizada en sistemas de cogeneración, se consideran la opción más barata y más segura (Börjesson & Ahlgren, 2012). Debido a la disponibilidad de la biomasa y los altos costos de transporte de la biomasa, las plantas de

cogeneración han sido desarrolladas a pequeña escala comparadas con plantas térmicas a carbón, por lo tanto, las plantas comerciales se construyen entre los 100 kWe – 100 MWe (Malico et al., 2019; Strzalka et al., 2017). La eficiencia de las turbinas de vapor dependerá la capacidad instalada, grandes capacidades tienen relativamente altas eficiencias. La eficiencia eléctrica anual generalmente está por el rango de 18 – 30% para plantas entre 2 y 25 MW (Abbas et al., 2020). Según el estudio (Arrieta et al., 2007) el costo de implementación de un sistema de cogeneración con biomasa residual de palma de aceite se encuentra en un rango de 690 -850 US \$ kW.

La TABLA 7 presenta el consolidado de indicadores económicos y técnicos de las rutas de cogeneración de biomasa. Las capacidades de las plantas de cogeneración con biomasa van desde aplicaciones pequeñas (<200 kW) hasta sistemas de ciclos integrados gasificación-cogeneración de 250 MW (Abbas et al., 2020; Gerssen-Gondelach et al., 2014). Debido a la rentabilidad, eficiencia y disponibilidad comercial, las aplicaciones con biomasa proveen el 90% de la producción de bioenergía. Los rangos de los costos se sitúan entre los 850 – 7500 KW, la principal variación concierne a la escala de la planta de cogeneración. Las capacidades comerciales de sistemas de cogeneración funcionan bien hasta los 20 MW. Por otra parte, la tecnología ORC se perfila como la tecnología más avanzada en lo que concierne a cogeneración descentralizada. Las principales ventajas de la tecnología ORC debido sus parámetros operativos como su operación a baja temperatura y presión a comparación de los ciclos de vapor, buen comportamiento a carga parcial, largos tiempos de operación y alto nivel de automatización. Debido a la favorabilidad de los parámetros de operación la reducción de los costos de operación y mantenimiento pueden ser logrados (Strzalka et al., 2017). Los sistemas de cogeneración con gasificadores es otra tecnología con potencial dado que para ser económicamente rentables debe haber una demanda térmica para que la tecnología sea competitiva. Sin embargo, aún existen

barreras técnicas por superar para reducir los costos de operación, tales como el manejo de los agentes gasificantes (aire o vapor) y es sistema de limpieza de los gases de síntesis. (Asadullah, 2014) reporta que para plantas entre 1 - 10 MW son los tamaños sugeridos para reducir problemas técnicos.

TABLA 7

Características técnicas y económicas de tecnologías maduras de cogeneración con biomasa

Ruta	Configuración	Capacidad	Eficiencia térmica	Eficiencia eléctrica	CAPEX	OPEX	Referencia
Ciclos de vapor	Caldera AP + Turbina de extracción-condensación	0.6 - 100		15 – 35%	6500 - 2300 USD/KW		(Malico et al., 2019)
	Caldera AP + Turbina de extracción-condensación	10	85%	35 – 50%	1400 USD/KW	4%-5%	(Ramirez-contreras et al., 2020)
				17 - 40%	2000 – 7000 USD/kW		(Strzalka et al., 2017)
	Caldera MP + Turbina de	10	62 – 84.5	28.5			(Ramirez-Contreras

	condensación						et al., 2011)
		30	66 – 80.5	32.5			
		80	69 -80	35.5			
		1.2	79%	6 -25%	690 – 850 USD/K W		(Arrieta et al., 2007)
Gasificació n	Gasificador + motor a gas	0.05 – 50		22 - 40	3000 – 7000 USD/kW		(Malico et al., 2019)
		1		28 -34	4500- 7500 USD/K W	245 – 291 USD/K W	(Gerssen- Gondelac h et al., 2014)
		10			2400 – 3700	65 USD/K W	(Gerssen- Gondelac h et al., 2014)
					USD/K W		
	Gasificador +	0.03 -20		15 – 40%	500 –		(Malico et

	turbina + gas				8500 USD/K W		al., 2019)
		23.6	41.8 %	18.7	1350 USD/K W		(Chiew & Shimada, 2013; Solarte-Toro et al., 2018)
ORC	Módulo ORC	2 – 1.6		7 – 20%	1500- 3000 USD/kW		(Abbas et al., 2020; Strzalka et al., 2017))}
		4	80 - 85%	15 – 19%	875 USD/K W	80 – 160 USD/K W	(Guercio & Bini, 2017)
		0.2 – 2		15 -39%	2700 – 7200 USD/K W		(Malico et al., 2019)

Fuente: adaptado de (Abbas et al., 2020; International Energy Agency, 2017; Malico et al., 2019;

Strzalka et al., 2017)

2.2.3 SISTEMAS DE COGENERACIÓN EN PLANTAS EXTRACTORAS

Producto de la facilidad para satisfacer la demanda de energía del proceso, la cogeneración es una de las tecnologías más extendidas en la industria de aceite de palma a nivel global (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016b). Por sus características fisicoquímicas se prefiere el uso del cuesco y la fibra. La tusa no suele utilizarse en la combustión por su alto contenido de potasio. En promedio, el apelmazamiento de las cenizas de combustión en los hogares de calderas aparece a partir de los 900°C (Nunes et al., 2016; Tai et al., 2019). El calor generado durante la combustión se utiliza para producir vapor sobrecalentado utilizado para generar vapor en una turbina, y como fuente de calor posteriormente. El proceso de extracción de aceite de palma tiene un consumo de vapor que varía entre 500 y 600 kg vapor por tonelada de RFF, mientras que su consumo de electricidad es de entre 18 – 22 kWh t⁻¹ RFF (Barrera, J., Ramírez, N., Garcia-Nunez, J. A., & Guevara, 2016; Monroy, 2007). La Figura 9 presenta la distribución de flujos de una planta extractora para una entrada de 30 t RFF h⁻¹. En la actualidad, los sistemas de combustión consumen cerca del 70 % de la biomasa generada (fibra y cuesco) por el proceso de extracción de aceite, mientras la tusa es usada excepcionalmente en estos sistemas (Ramirez-Contreras et al., 2015). Para aumentar la biomasa disponible para la combustión, se han realizado estudios para incinerar los racimos de fruto vacíos en lecho fluidizado usando arena de alúmina, caliza y dolomita, con eficiencias térmicas preliminares del 99 % para excesos de aire del 40 % cuando se usa arena de alúmina o del 60 % cuando se usa caliza y dolomita (Ninduangdee & Kuprianov, 2016). Otros estudios han determinado que utilizando tecnología FBC en un recipiente cónico para la quema de cuesco y tusa con un tamaño de partículas inferior a los 5

mm, se alcanzan eficiencias de combustión en el rango de 99.4 – 99.7 % manteniendo el exceso de aire entre 40 y 50 % (AlNouss et al., 2018; Asadullah, 2014)

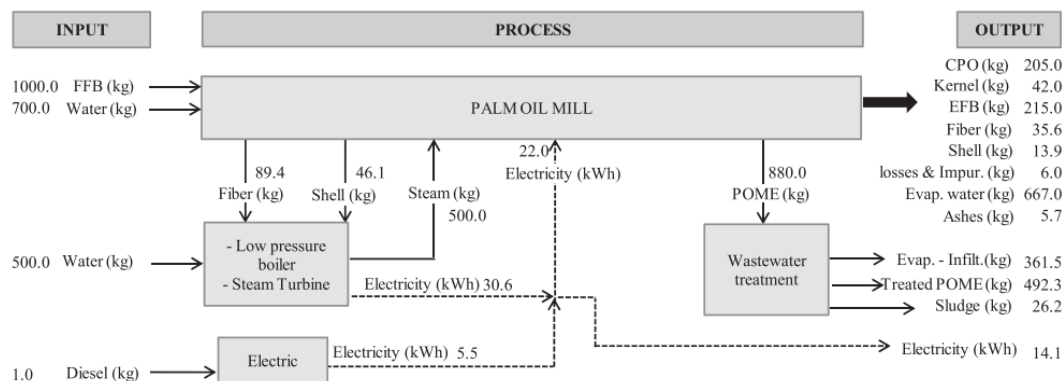


Figura 9 Esquema general de generación de energía en planta extractora Fuente: tomado de (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a)

En general, el principal reto del uso de la biomasa residual de la extracción de aceite de palma es el manejo de la humedad, la introducción de calderas de alta presión y tecnologías para la combustión de la tusa. En particular, la fibra con un 40% de humedad se mezcló con cuesco (7% de humedad) en un estudio desarrollado en siete plantas de producción de aceite de palma en Malasia (Husain et al., 2002), resultando en una mezcla de bajo poder calorífico (14.25 MJ kg^{-1}). En este caso, la eficiencia térmica promedio de calderas y turbinas fue del 73% y el 68.5%, respectivamente con un factor de utilización del sistema de cogeneración del 65%. Se estima que la cambiar turbinas de contrapresión por turbinas de extracción condensación incrementa la potencia eléctrica en un 60%. Por otra parte, el estudio realizado por (Nasrin et al., 2011) evalúa seis plantas de producción de aceite de palma con capacidades entre los 20 y 45 t RFF en Malasia, los resultados indican una eficiencia térmica promedio del 80%, mientras que la eficiencia eléctrica de la planta de cogeneración promedió 35%. El mismo estudio concluye que para presiones de entrada del vapor de 1800 – 2000 kPa y de salida de 290- 320 kPa, la eficiencia

de cogeneración varió entre 57 - 70%. El estudio realizado por (Arrieta et al., 2007) en Colombia, determinó que el potencial de la cogeneración para plantas de producción de aceite de palma con capacidades de 16 a 18 t FFB h, ronda entre 1 y 7 MW. La eficiencia eléctrica del generador es de 12 – 24 %, mientras que la eficiencia de generación de vapor se describe un rango entre 58 – 71 %. Se reporta una eficiencia energética global del sistema de cogeneración entre el 44 – 71%. La tasa de calor se sitúa entre 14 – 35 MJ kWh⁻¹.

2.3 IMPACTO AMBIENTAL

Una de las principales atribuciones negativas al cultivo de palma de aceite es la deforestación. Sin embargo, el estudio realizado por (Ramirez-Contreras et al., 2020) indica que el balance de emisiones de gases de efecto invernadero en Colombia revela que el cultivo de palma de aceite es mucho menor al reportado por Indonesia. Si bien la afectación de los bosques tropicales tiene serias implicaciones en la emisión de gases de efecto invernadero causados por el cambio en el uso del suelo (Chiew & Shimada, 2013). Las tierras aptas para el cultivo en Colombia se identifican como pastizales o terrenos con ganadería extensiva, lo cual deja abierta las posibilidades de una creciente expansión del cultivo.

A nivel de regulación, las emisiones al aire y el vertimiento de efluentes contribuyen a los impactos ambientales del proceso productivo, los cuales son vigilados continuamente por las corporaciones autónomas regionales. La resolución 909 de 2008 establece, entre otras disposiciones, las normas y estándares de emisiones contaminantes al aire admisibles para fuentes fijas. Además, establece los estándares admisibles de emisiones contaminantes al aire cuando se quema biomasa en equipos de combustión externa (Cruz, 2016). La

TABLA 8 presenta los estándares admisibles para equipos de combustión de biomasa.

TABLA 8

Emisiones estándar para calderas de biomasa

Combustible	Capacidad (t/h)	Tipo de instalación	Estándar de admisión (mg/m ³)	
			PM	NO _x
Biomasa	Todos los tamaños	Nuevo	50	350
		Existente	300	350

Fuente: (Cruz, 2016)

La huella de carbono es la suma del secuestro y la emisión de gases de efecto invernadero durante un periodo de tiempo, causados directa o indirectamente por un individuo, organización o producto. La huella de carbono es un indicador muy utilizado para evaluar la sostenibilidad de un proceso, y se ha utilizado en diversos estudios realizado en Colombia (Ramirez-Contreras et al., 2020; Rivera-Méndez et al., 2017).

Colombia, por su volumen de producción de aceite de palma y por el uso de zonas anteriormente ganaderas para el cultivo de palma de aceite, tienen un potencial alto para reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero. El carbono almacenado en la biomasa de ecosistemas agrícolas de palma de aceite es de 118 t de Carbono por hectárea. La huella de carbono por tonelada de racimo de fruto fresco es de 606 kg de CO_{2eq.}, tal como se reporta en la

TABLA 9 (Rivera-Méndez et al., 2017).

TABLA 9

Balance de emisiones de carbono asociadas a la producción de fruto fresco de palma de aceite

Actividad	Balance (kg CO ₂ eq T de RFF ¹)	
	Secuestro	Emisiones
Secuestro por cultivo	-724	
Fertilización química		75
Transporte		17
Cambio de uso del suelo		16
Pesticidas		1
Remanentes		9
Subtotal	-724	118
Neto	-606	

Fuente: (Rivera-Méndez et al., 2017)

Durante el cultivo del fruto de la palma de aceite, el cambio de uso del suelo representa el 13% de la huella de carbono, el transporte de la fruta el 15%, la energía del laboreo agrícola el 8% y el uso de pesticidas al 0.5%. Otras actividades contribuyen al 64% de la huella de carbono. En plantas extractoras las emisiones se concentran en el tratamiento del POME por la emisión de metano (361 kg de CO₂eq por ton de RFF), degradación de biomasa (188 kg de CO₂eq por ton de RFF), cogeneración de electricidad (76 kg de CO₂eq por ton de RFF), generador diésel (13 kg de CO₂eq por ton de RFF), construcción de infraestructura (0.04 kg de CO₂eq por ton de RFF),

sustitución de electricidad fósil por renovable (-4.01 kg de CO_{2eq} por ton de RFF) (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a).

El escenario de cogeneración y producción de biogás simultánea en una biorrefinería simulado por (García, 2016), reportan emisiones de GEI de 56 kg CO_{2eq}, 13 kg CO_{2eq}, 0.4 kg CO_{2eq}, 20 g CO_{2eq} por tonelada de racimo de fruto fresco procesado por producción de biogás, generación de energía por diésel, sistema de cogeneración y ahorro por sustitución de energía respectivamente. En general, se estiman emisiones de -0.57 kg de CO_{2eq} por tonelada de RFF para una planta extractora de 30 ton de RFF por hectárea y una producción anual de 150.000 ton de RFF.

3 CAPITULO III: MATERIALES Y MÉTODOS

El presente estudio estima la generación de energía a partir de biomasa residual sólida de palma de aceite en base a las diferentes cantidades disponibles de biomasa generada en siete plantas extractoras de aceite de palma de Colombia. Se evalúa únicamente la biomasa sólida generada por el proceso de extracción. La biomasa líquida o efluente no es considerado en este estudio dado que estudios paralelos demuestran mejores rendimientos de aprovechamiento energético vía digestión anaeróbica (Choong et al., 2018; Gozan et al., 2018; Ohimain & Izah, 2017). Un ciclo de ranking por vapor fue considerado como ruta energética para la generación de energía eléctrica.

Se definen dos escenarios a evaluar, los cuales son aplicados a las siete plantas extractoras estudiadas. El escenario 1 considera el aprovechamiento energético de toda la biomasa sólida generada por el proceso de extracción de aceite. El escenario 2 solo considera el aprovechamiento del cuesco y la fibra del mesocarpio. Las condiciones de operación del ciclo de generación de energía son definidas y se mantienen en estado estacionario durante el análisis del desempeño de los escenarios. El potencial energético de la biomasa es estimado a partir la composición elemental señalada en la TABLA 10 aplicando un modelo matemático. Se definen las condiciones de operación del ciclo de vapor. El potencial energético y los flujos másicos son calculados a partir de los principios de conservación de masa y energía a través de hojas de cálculo. El suministro energético del proceso de extracción y sistemas de pretratamiento de biomasa es priorizado.

De los flujos y potenciales energéticos calculados para cada escenario se aplica una evaluación ambiental y económica en cada una de las plantas extractoras estudiadas. El desempeño ambiental de los escenarios es medido con el índice específico de emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI) por unidad de energía eléctrica generada, el cual es calculado para todos los casos. El desempeño económico es medido a través del cálculo del costo nivelado de energía (CNE) el cual permite estimar el costo de producción de energía eléctrica para cada caso evaluado.

3.1 INVENTARIO DE BIOMASA

En Colombia se registran en operación 69 plantas extractoras (Fedepalma, 2020), lo cual requiere una cantidad significativa de recursos para determinar los volúmenes de biomasa generados, su disposición y ubicación geográfica en el país. Dado este contexto, se aplica una encuesta a 7 plantas extractoras en la Zona Norte de Colombia. La información solicitada a las plantas extractoras se enfocó en determinar la biomasa utilizada, la cantidad utilizada y demanda energética actual junto con la relación de parámetros de operación como su capacidad de procesamiento; la cantidad de racimos de fruto fresco procesados y horas de operación anuales. La información recolectada corresponde al año 2017. Ver Anexo A.

3.2 EVALUACIÓN DEL POTENCIAL ENERGÉTICO

3.2.1 ENERGÍA DE LA BIOMASA

La propiedad termoquímica que describe la cantidad de energía por unidad de masa es el poder calorífico. Estudios han desarrollado modelos matemáticos para estimar el poder calorífico de un combustible a partir del análisis elemental de la biomasa (Huang & Lo, 2020; Van Loo, 2008). Las ecuaciones 1 y 2 presentan las ecuaciones implementadas en este estudio para estimar el poder calorífico superior (PCS) y poder calorífico inferior (PCI) respectivamente. Los resultados se expresan en unidad de MJ/kg.

$$PCS = 0.3491C + 1.1783H - 0.1034O - 0.0151N + 0.1005S - 0.0211 \text{ Cenizas} \quad (1)$$

$$PCI = PCS(1 - w_W) - 2.444w_W - 21.839w_H(1 - w_W) \quad (2)$$

Donde,

w_W = porcentaje en peso de hidrógeno de la biomasa

w_H = porcentaje de humedad de la biomasa

Puesto que las características de la biomasa pueden variar en el tiempo, para este estudio se asumen unas condiciones estables de acuerdo con lo encontrado en la revisión bibliográfica realizada. La TABLA 10 presenta los valores promedio de la composición elemental de la biomasa y los poderes caloríficos utilizados para realizar el balance de masa y energía.

TABLA 10

Composición y humedad de la biomasa

Propiedad	Unidad	Tusa	Fibra	Cuesco
Composición elemental				
Humedad	% B.S.	65.0%	35,0%	15,0%
C	% B.S.	44.8%	47,4%	51,4%
H	% B.S.	6.4%	6,7%	6,3%
O	% B.S.	35.8%	36,0%	34,7%
N	% B.S.	0.8%	11%	0,7%
S	% B.S.	0.1%	0.1%	0,0%
Ceniza	% B.S.	0.07	0.03	0,01
Poder caloríficos calculados				
PCS	kJ/kg	19328	20551	21590
PCI	kJ/kg	6763	13356	18350

Fuente: Elaboración propia del autor

3.2.2 CONSTRUCCIÓN DE ESCENARIOS DE EVALUACIÓN

Tradicionalmente el cuesco y la fibra del mesocarpio han sido la biomasa utilizada para satisfacer la demanda energética del proceso de extracción de aceite. Sin embargo, la tusa podría considerarse una fuente energética si es sometida a un pretratamiento y es quemada mezclada con otras biomosas (Luk et al., 2013; Montoya et al., 2020; Ninduangdee & Kuprianov, 2016). Considerando lo anterior, el potencial energético de la biomasa es evaluado en dos escenarios. El escenario 1 evalúa el potencial energético a partir del uso de las tres biomosas incluyendo el consumo de energía requerido por el proceso de extracción y el pretratamiento de la tusa. Se asume que, por cada tonelada de tusa, se consumen 371 kWh de energía térmica y 20 kWh de electricidad para operar el sistema (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a). En el escenario 2 se evalúa el uso del cuesco y la fibra, por lo tanto, solo considera satisfacer la demanda energética del proceso. La TABLA 11 presenta las demandas energéticas calculadas para los escenarios evaluados en las siete plantas extractoras estudiadas.

TABLA 11

Demanda energética de los escenarios evaluados

Planta	Escenario 1		Escenario 2	
	Energía térmica (MW)	Energía eléctrica (kW)	Energía térmica (MW)	Energía eléctrica (kW)
1	46.5	686	29.4	321
2	45.4	1276	27.9	905
3	33.2	755	20.6	485
4	28.7	636	18.2	413
5	24.0	615	14.8	419

6	39.6	1142	24.5	821
7	22.5	391	15.3	237

Fuente: Elaboración propia del autor

3.3 CICLO DE COGENERACIÓN EVALUADO

De acuerdo con los hallazgos bibliográficos citados en la TABLA 7, la evaluación de los casos plantea un sistema de cogeneración con turbina de extracción-condensación por su índice de maduración tecnológica. Se especifica operar el ciclo de cogeneración como ciclo superior o topping por su significado en idioma inglés. El operar en ciclo superior supone un sistema donde toda la energía contenida de la biomasa se prioriza para ser convertida en energía eléctrica. El calor residual del proceso de cogeneración es usado para suministrar la demanda térmica (vapor saturado y agua caliente) requerida por el proceso de extracción de aceite de palma.

La Figura 10. Esquema de ciclo de cogeneración propuesto muestra un esquema del sistema de cogeneración propuesto, como consideración para el proceso de extracción de aceite palma se integra una turbina de dos pasos. En un primer paso se entrega el flujo de vapor para satisfacer la demanda de la planta extractora. Se considera una presión de vapor de proceso de 0.5 MPa dado que ninguna de las plantas extractoras requiere más de 60 PSI en su proceso de extracción. La eficiencia térmica de caldera es del 75 % y mientras que la eficiencia eléctrica de la turbina es del 15%.

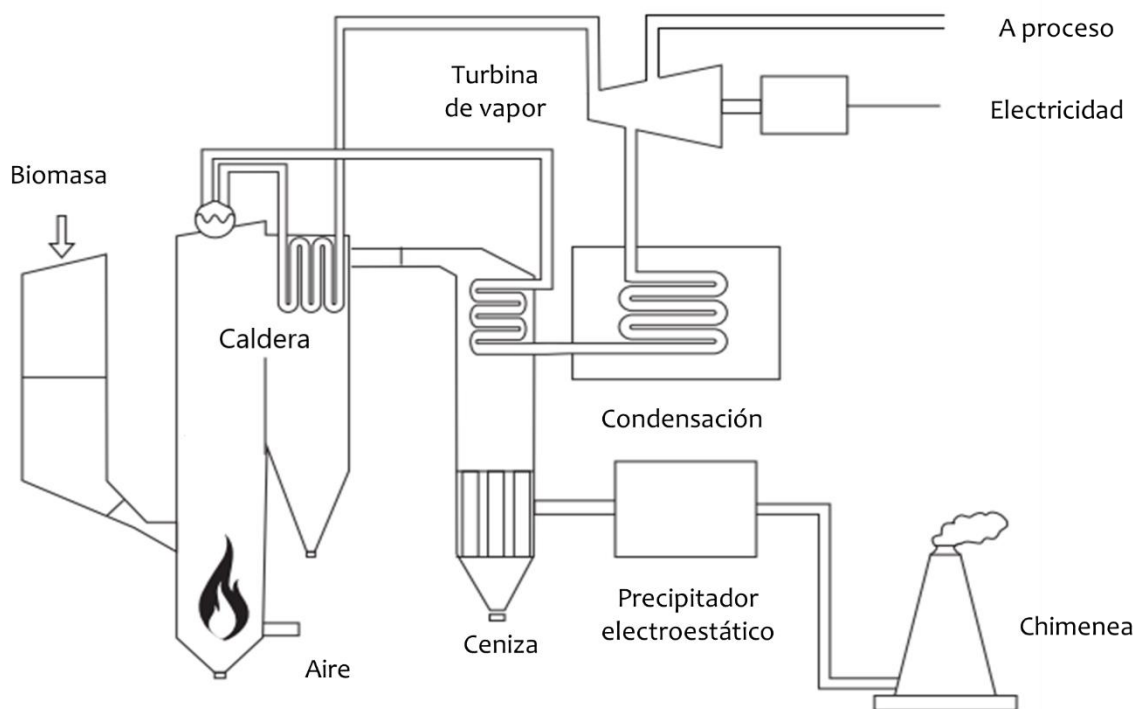


Figura 10. Esquema de ciclo de cogeneración propuesto Fuente: adaptado de (Abbas et al., 2020)

Las condiciones de operación utilizadas para evaluar el ciclo de cogeneración son presentadas en la TABLA 12, donde los valores utilizados para la evaluación del potencial son tomados de Montoya et al., 2020 en su estudio de evaluación.

TABLA 12

Condiciones de operación del ciclo para los casos de estudio

Planta extractora	Unidad	Planta						
		1	2	3	4	5	6	7
Presión de vapor sobrecalentado	MPa	3	3	3	3	3	3	3
Temperatura del vapor	°C	450	450	450	450	450	450	450

Eficiencia térmica de caldera	%	75	75	75	75	75	75	75
Temperatura de alimentación de agua	°C	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6	129.6
Presión de salida condensado	MPa	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02	0,02
Temperatura de salida condensado	°C	62	62	62	62	62	62	62
Presión de vapor de proceso	MPa	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5
Temperatura de vapor de proceso	°C	150	150	150	150	150	150	150
Flujo de vapor de proceso	kg/h	37572	36615	26829	23166	19358	31951	18201

Fuente: Elaboración propia del autor

3.3.1 EFICIENCIA TÉRMICA DE CALDERA

La eficiencia térmica de la caldera es calculada a partir del método directo (ver ecuación 3) expresado por (American Society Mechanical Engineering, 2008).

$$\eta_{th} = \frac{\dot{m}_{h2O}(h_f - h_{fg})}{\sum \dot{m}_b PCI} \quad (3)$$

Donde,

η_{th} = eficiencia térmica

h_f = entalpía del vapor

h_{fg} = entalpía del agua a la entrada de caldera

\dot{m}_b = flujo másico de biomasa

3.3.2 EFICIENCIA ELÉCTRICA DEL SISTEMA DE COGENERACIÓN

La (4) describe el método de cálculo de la eficiencia eléctrica del sistema de generación.

$$\eta_e = \frac{E_{gen}}{\sum \dot{m}_b PCI} \quad (4)$$

Donde,

E_{gen} =energía eléctrica (MJ)

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el análisis económico busca estimar el costo de producción de electricidad a partir de la biomasa residual sólida de palma de aceite generada en las siete plantas extractoras estudiadas.

El costo nivelado de energía (CNE) es un parámetro que indica el peso ponderado de generar un 1 kWh tomando en cuenta el costo de inversión en equipos (CAPEX), el costo de operación (OPEX) el cual incluye las actividades de labor, mantenimiento de instalaciones y suministros durante un periodo de tiempo predeterminado El CNE se expresa matemáticamente según la ecuación 5 (Montoya et al., 2020):

$$CNE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{(CAPEX_t + OPEX_t + V_t)}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{(E_t)}{(1+r)^t}} \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde el $CAPEX_t$ y $OPEX_t$ son el costo capital y de operación en el periodo t, respectivamente;

V_t se refiere a los costos variable en el periodo t tales como emisiones de carbono. E_t representa

la electricidad generada (en kWh) en el periodo t . Se aplica una tasa de descuento r del 10%. El costo específico de instalación por kW instalado es de 1400 USD en base a lo reportado en (International Energy Agency, 2017). Puesto que este trabajo se enfoca en el potencial energético a través de una ruta de conversión, los costos de operación se mantienen fijos en tiempo. La TABLA 13 presenta información económica utilizada para el desarrollo de la evaluación.

TABLA 13

Parámetros asumidos para el análisis económico

Parámetro	Unidad	Valor
Vida útil	años	10
CAPEX	USD/kW	1400
Costo tratamiento agua	\$/m ³	0,16
OPEX	% CAPEX/y	1,29%
Equipo especializado	% CAPEX	70,2%
Personal operativo	% CAPEX	23,3%
Correctivos	% CAPEX	6,5%
Tasa de descuento	%	10%

Fuente: Elaboración propia del autor

3.5 ANÁLISIS AMBIENTAL

Tratándose de una fuente de energía renovable, el aprovechamiento energético de la biomasa residual supone un impacto al ambiente. Para evaluar dicho impacto, se estiman las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) generadas por cada kilovatio de energía eléctrica generado.

Para cuantificar las emisiones GEI, se consideran tres actividades emisoras; la emisión por gases combustión de biomasa (CH₄ y N₂O), las emisiones de CO₂ biogénico y las emisiones por tratamiento de agua.

Las emisiones por combustión de biomasa se determinan utilizando la metodología de cálculo de emisiones por combustión estacionaria, desarrollado por el panel intergubernamental para el cambio climático (IPCC, 2006). El cálculo de las emisiones esta descrito en la ecuación 6. Los factores de conversión utilizados se describen en la TABLA 14, mientras que para determinar la emisión por tratamiento de agua se asumió un factor de 0.0251 kg CO₂eq por cada kg de agua utilizado en cada escenario.

$$Emisiones_{GEI} = Consumo_biomasa_{tecnología} * Factor_Emisión_{combustible}$$

Ecuación 6

TABLA 14

Factores de emisión de la combustión de biomasa

Emisión	CO ₂	CH ₄	N ₂ O
Emisión equivalente (kg CO ₂ eq. /TJ)	100000	300	4

Para complementar el análisis ambiental, se consideran las emisiones reducidas del sistema interconectado internacional (SIN) por sustitución de energía eléctrica renovable. Según el documento de la UPME, el factor de emisión para este tipo de proyectos es de 0.381 tCO₂eq/MWh (UPME, 2019).

El potencial energético eléctrico estimado es entre 6 -30 veces mayor a la demanda eléctrica de línea base utilizando toda la biomasa, mientras que utilizando solo el cuesco y la fibra el potencial es entre 2 – 20 veces la demanda eléctrica del proceso.

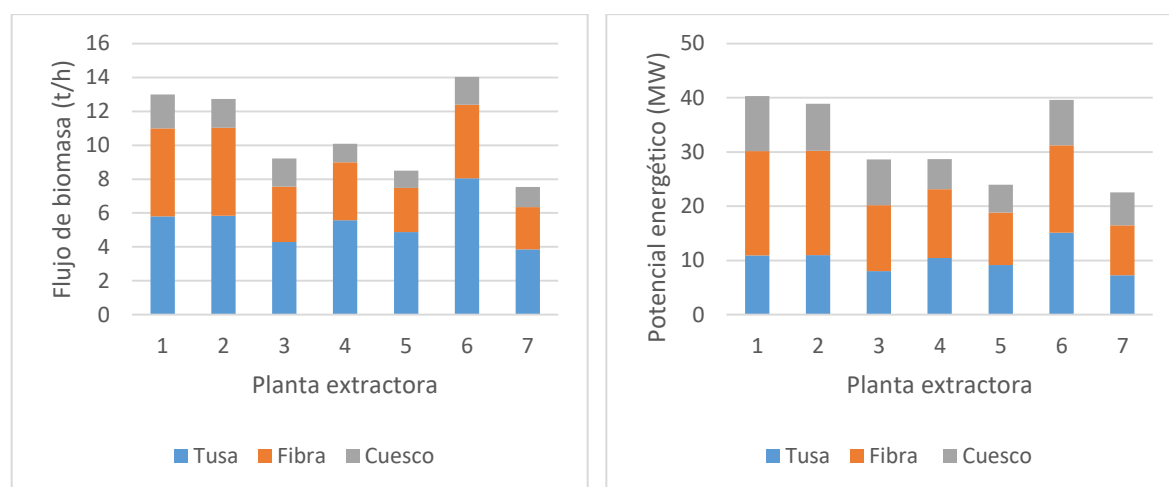
4 CAPITULO IV: RESULTADOS Y DISCUSIÓN

A continuación, se exponen los resultados obtenidos de la evaluación del potencial energético de la biomasa residual de palma de aceite. Puesto que los datos obtenidos corresponden solo a un año de operación, el potencial energético es presentado como valor promedio respecto a la cantidad de energía generada y consumida durante el tiempo de operación del proceso, es decir, las horas operativas de planta. Por lo anterior, los flujos son expresados en kilogramos por hora para el caso de flujo másico y megavatio (MW) para el caso de potencial energético.

4.1 POTENCIAL ENERGÉTICO DE LA BIOMASA RESIDUAL SÓLIDA

La capacidad de procesamiento de las plantas extractoras (PB) de aceite estudiadas se encuentra entre las 21 – 40 t RFF h⁻¹. La disponibilidad anual de estas plantas se sitúa entre los 46% - 85%. La suma de aceite extraído por las plantas estudiadas es de 277.793 toneladas de ACP equivalentes al 72% de la producción de la Zona Norte y el 12 % de la producción nacional de ese año. Variables con extracción, tiempo de operación y capacidad se muestran en la TABLA 15.

De acuerdo con los datos del inventario, la Fuente: Elaboración propia del autor



- a) Flujo de biomasa promedio anual b) Potencial energético promedio

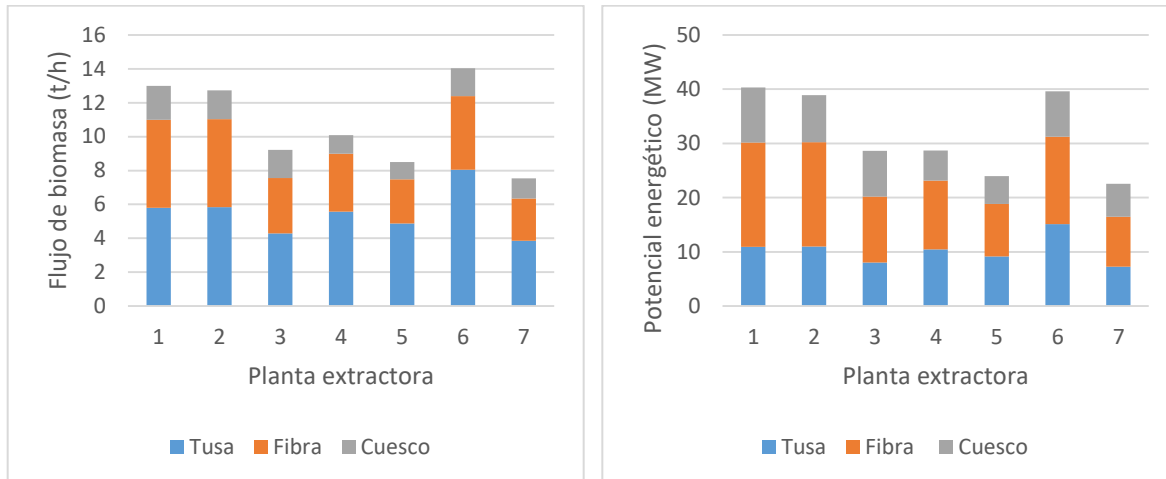
Figura 11a muestra la cantidad de biomasa sólida generada por las PB está en los rangos de 7 – 14 toneladas de biomasa, donde el 50 % concierne a la tusa y su humedad. La figura 11b presenta el potencial energético para los siete casos de estudio, donde el potencial anual esta entre los 25 – 40 MW.

TABLA 15

Información de línea base obtenida del cuestionario

Planta extractora	1	2	3	4	5	6	7
Horas de operación (h)	6821	5966	6357	6642	7475	4051	6571
Capacidad caldera (t vapor/h)	20,0	21,0	15,0	13,0	12,0	25,0	12,0
Presión de operación de caldera (kPA)	690	720	2000	690	690	2100	750
Estado del vapor	Saturado	Saturado	Sobrecalentado	Saturado	Saturado	Sobrecalentado	Saturado
Entalpía de media de agua (KJ/kg)	377	377	377	377	377	377	377
Entalpía media de vapor (KJ/kg)	2763	2763	2976	2763	2763	3021	2766
Consumo de combustible (MW)	26.2	23.5	12.6	13.4	10.9	20.4	11.2

Fuente: Elaboración propia del autor



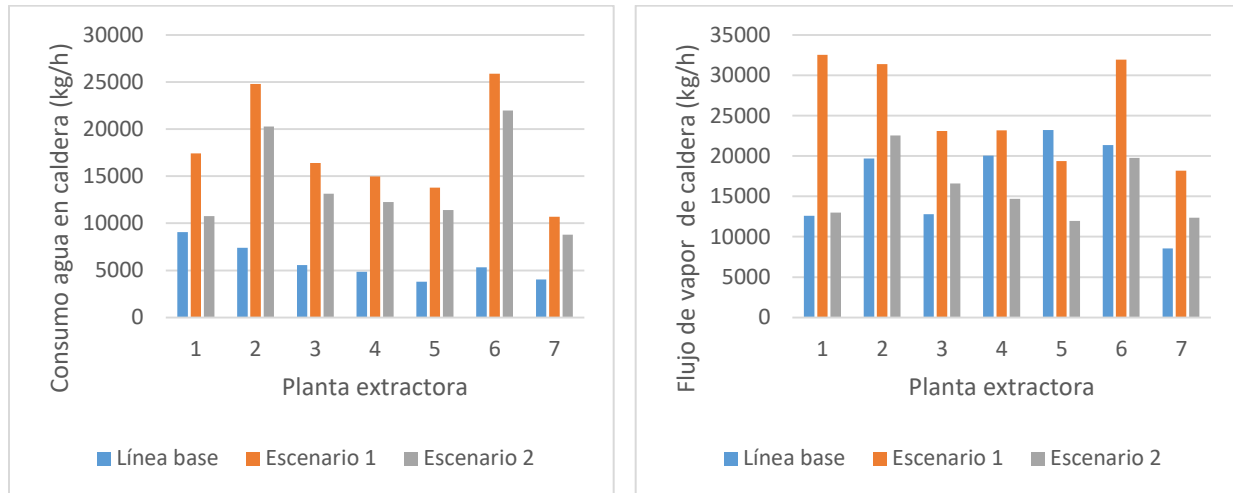
c) Flujo de biomasa promedio anual d) Potencial energético promedio

Figura 11. Flujos de biomasa y potencial energético de la biomasa residual sólida

Fuente: Elaboración propia

4.2 LÍNEA BASE DE CONSUMO DE PLANTAS EXTRACTORAS

Se establece una línea base de consumo basado en la demanda de energía térmica (vapor saturado y agua caliente) y eléctrica del proceso de extracción. Las características del consumo en cada planta extractora son descritas en la en base a la información obtenida en la encuesta. Debido a la limitante de la medición de flujo de vapor en proceso, para estimar la eficiencia térmica de caldera se utilizan las variables de presión y capacidad de caldera de placa nominal de los equipos utilizados. Las plantas 3 y 6 poseen un sistema de cogeneración, en ambos casos utilizan turbina de contrapresión.



Consumo de agua en caldera

Producción de vapor

Figura 12 Consumo de agua y producción de vapor para casos de estudio

Fuente: Elaboración propia

De los datos se evidencia un mayor requerimiento de vapor las plantas 2 y 6, demanda posiblemente asociada al proceso de recuperación de almendra. De acuerdo con la demanda en vista de la demanda energética del proceso y la biomasa generada por el mismo, se estima que las plantas extractoras estudiadas tienen la capacidad de generar entre 1,1 y 2,9 veces la energía requerida. En la Figura 12 son consolidadas las eficiencias térmicas y eléctricas bajo la demanda energética reporta durante un año y los datos nominales de los equipos. Para este caso de estudio, se considera la eficiencia térmica del sistema como la relación energía demandada por el proceso y la energía suministrada por la biomasa. En el caso de la eficiencia eléctrica se asocia la energía eléctrica generada por la turbina en el periodo de estudio y la energía de la biomasa.

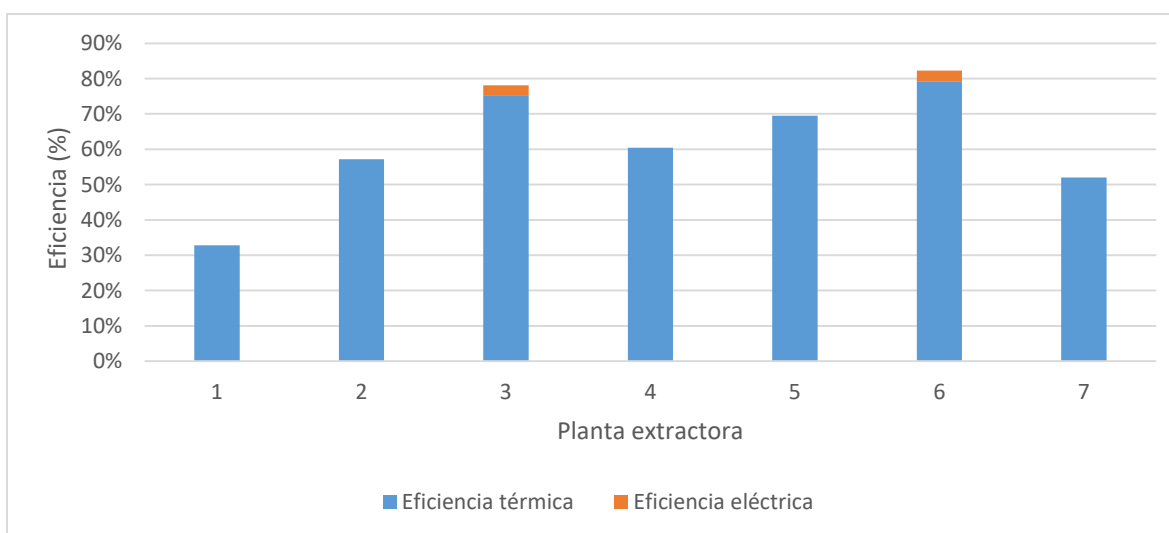


Figura 13. Eficiencia de cogeneración actual de las plantas extractoras evaluadas. Fuente: Elaboración propia

La eficiencia térmica de las PB analizadas está entre el 38% - 80%, siendo más alta en las dos plantas extractoras que incluyen cogeneración. La eficiencia eléctrica para las plantas 3 y 6 son de 3.04 % y 3.18 % respectivamente.

4.3 POTENCIAL DE GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA

Los resultados de la evaluación del potencial de cogeneración son resumidos en la TABLA 16, se puede inferir que los escenarios estudiados tienen condiciones muy propias partiendo del uso interno de la energía y la cantidad de biomasa generada durante el año.

TABLA 16

Resultados de evaluación del potencial energético en ciclo de cogeneración con turbina extracción – condensación.

Planta extractora			1	2	3	4	5	6	7
Escenario	Flujo	Unidad							
1	Potencial energético de la biomasa	MW	40,3	38,9	28,6	28,7	24	39,6	22,5
	Potencial eléctrico bruto	kW	9592	7040	5688	6115	4757	6978	5103
	Potencial eléctrico neto	kW	8906	5764	4934	5480	4143	5836	4712
	Demanda térmica	MW	13,3	18,9	12,5	11,4	10,5	19,8	8,2
	Demanda eléctrica	kW	686	1276	755	636	615	1142	391
	Flujo de vapor	kg/h	32539	31395	23110	23165	19357	31949	18200
	Consumo de agua	kg/h	17408	24777	16416	14963	13775	25886	10681
2	Potencial energético de la biomasa	MW	29,4	27,9	20,6	18,2	14,8	24,5	15,3
	Potencial eléctrico bruto	kW	6920	4364	3715	3121	2134	2659	3031
	Potencial eléctrico neto	kW	6600	3459	3230	2708	1715	1838	2794
	Demanda térmica	MW	9,9	15,5	10	9,4	8,7	16,8	6,7
Línea base	Demanda eléctrica	kW	321	905	485	413	419	821	237
	Flujo de vapor	kg/h	12975	22531	16608	14712	11952	19757	12350
	Consumo de agua	kg/h	10762	20264	13141	12254	11402	21979	8806

Fuente: Elaboración propia

Las operaciones principales del ciclo para cada uno de los escenarios fijos son mostradas en óptimas condiciones para la generación de electricidad a partir de la biomasa. Para los todos los casos, la demanda y generación de energía por el ciclo de cogeneración corresponde a la energía generada durante las horas de operación. El potencial energético eléctrico estimado es entre 6 -30 veces mayor a la demanda eléctrica de línea base utilizando toda la biomasa, mientras que utilizando solo el cuesco y la fibra el potencial es entre 2 – 20 veces la demanda eléctrica del proceso.

La incorporación del pretratamiento supone un aumento de energía térmica en un rango de 18% - 34% mientras que la energía eléctrica incrementó entre 40% - 118% sobre la demanda energética del proceso. A pesar del aumento de energía necesaria por el pretratamiento, el excedente de energía eléctrica potencial es suficiente para cubrir la demanda y exportar excedentes en un escenario de comercialización. La Figura 14 señala los potenciales excedentes de energía eléctrica generada en los escenarios evaluados. Bajo el esquema de cogeneración con turbina de extracción – condensación, utilizando un solo la fibra y el cuesco se podría generar un excedente de entre 79 – 165 kWh por cada tonelada de RFF procesado una vez satisfecha la demanda energética del proceso de extracción de aceite de palma. La eventual utilización de toda la tusa disponible podría aumentar el potencial entre un 30% - 75% el potencial de la fibra y el cuesco dependiendo del perfil de consumo energético del proceso.

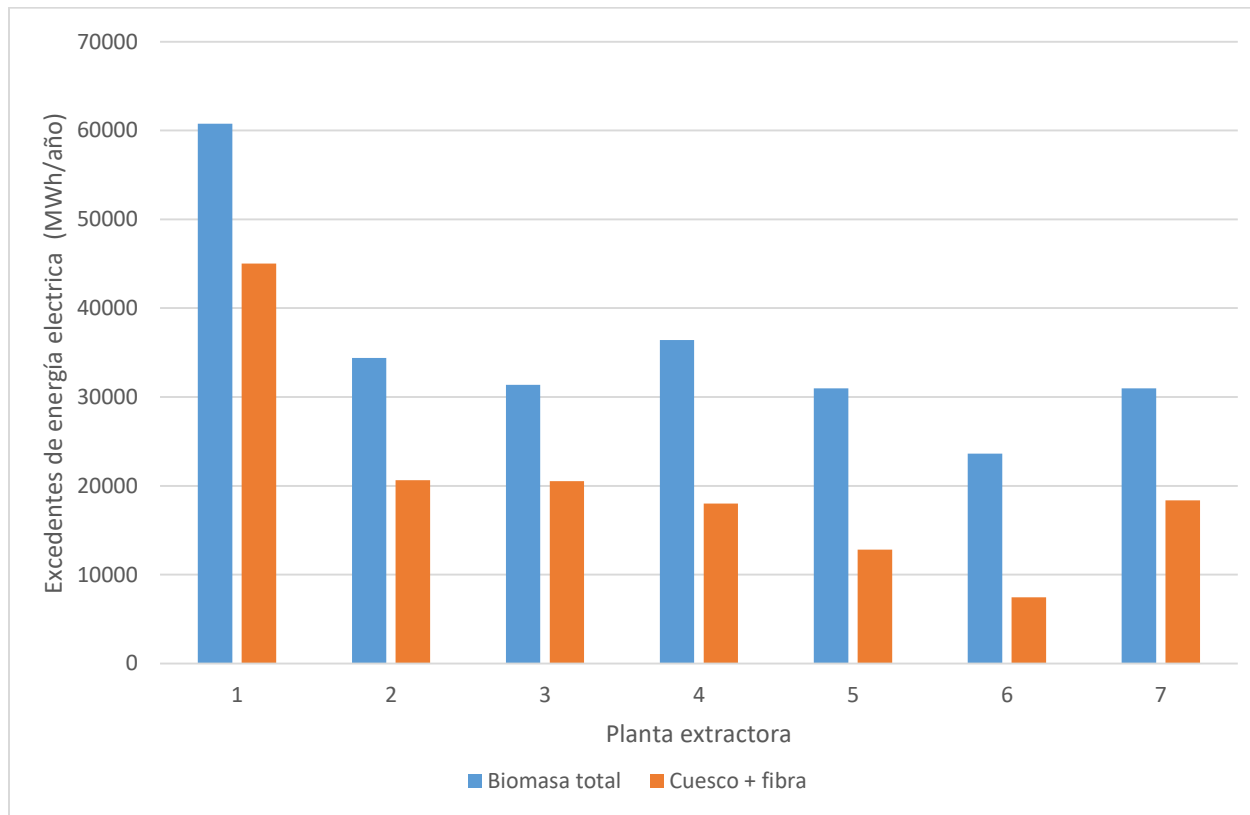


Figura 14 Excedente de energía eléctrica potencial Fuente: Elaboración propia del autor

4.4 EMISIONES DE GASES DE EFECTO INVERNADERO

Para determinar el potencial impacto ambiental de los escenarios evaluados, se realiza un inventario de gases de efecto invernadero (GEI) generados durante el ciclo de cogeneración acorde a los resultados obtenidos del potencial energético. La

TABLA 17 y la TABLA 18, presentan los valores absolutos anuales de emisiones de GEI expresadas en kg de CO₂ equivalente para los volúmenes de biomasa aprovechados energéticamente. Se identificaron cuatro emisiones potenciales durante la combustión de la biomasa.

TABLA 17

Desempeño ambiental con toda la biomasa

Fuente de emisiones	Unidad	Planta extractora						
		1	2	3	4	5	6	7
Combustión de biomasa	kg CO ₂ eq año ⁻¹	1572	1313	1030	948	872	781	776
CO ₂ Biogénico	kg CO ₂ eq año ⁻¹	11431 0	9743 4	7607 1	6863 2	6454 3	5772 5	5334 4
Tratamiento de agua	kg CO ₂ eq año ⁻¹	5300	6868	4970	6018	7150	5171	3274
Mitigación por energía eléctrica	kg CO ₂ eq año ⁻¹	- 23569	- 1684 1	- 1347 6	- 1224 7	- 1081 8	- 8240	- 1010 1
Total	kg CO ₂ eq año ⁻¹	97613	8877 4	6859 5	6335 1	6174 7	5543 7	4729 3

Fuente: Elaboración propia del autor

TABLA 18

Desempeño ambiental con aprovechamiento de cuesco y fibra

Fuente de emisiones	Unidad	Planta extractora
---------------------	--------	-------------------

		1	2	3	4	5	6	7
Combustión de biomasa	kg CO₂eq año⁻¹	1444	1199	942	872	797	714	724
CO₂ Biogénico	kg CO₂eq año⁻¹	7221	5995	4709	4358	3984	3569	3619
		8	6	0	5	9	5	6
Tratamiento de agua	kg CO₂eq año⁻¹	4519	6173	4433	5553	6692	4762	2956
Mitigación por energía eléctrica	kg CO₂eq año⁻¹	-	-	-	-	-	-	-
		2356	1684	1347	1224	1081	8240	1010
		9	1	6	7	8		1
Total	kg CO₂eq año⁻¹	5461	5048	3898	3776	3652	3293	2977
		2	7	9	3	1	1	5

Fuente: Elaboración propia del autor

Las emisiones generadas por la combustión de biomasa refieren a los gases generados durante la combustión que representan potencial peligro de acuerdo con los inventarios de GEI presentados por el IPCC. En este caso, compuestos como CO₂, CH₄ y NO_x son considerados. Por el aumento en la combustión de la tusa se incrementan estas emisiones entre 37% - 62%. Por otro lado, el aumento del flujo de agua en el escenario de mayor disponibilidad energética representa un aumento de las emisiones por tratamiento de agua entre un 7% a 17%. Dentro del balance de emisiones, se incluyen la evitación de emisiones por uso de energía eléctrica de la red del sistema interconectado nacional (SIN). La Figura 15 y la Figura 16 relacionan las emisiones generadas por el sistema por cada kilovatio de energía eléctrica generado. Se estima que la

emisión final es $1.56 - 2.53 \text{ kg de CO}_2\text{eq MWh}^{-1}$ y de $1.55 - 2.53 \text{ kg de CO}_2\text{eq MWh}^{-1}$ para el escenario 1 y 2 respectivamente. Los valores descritos se encuentran entre las referencias expuestas por la IPCC, donde para configuraciones de bioenergía las emisiones pueden estar entre las $-500 \text{ g de CO}_2/\text{kWh}$ hasta $350 \text{ g de CO}_2/\text{kWh}$ (Mulugetta et al., 2014). De acuerdo con el inventario de emisiones de GEI efectuado por la UPME, las emisiones del SIN es de $130 \text{ g CO}_2\text{eq/kWh}$, lo cual permite tener una ventana de ingresos por venta de bonos de carbono de acuerdo con lo especificado por la regulación nacional.

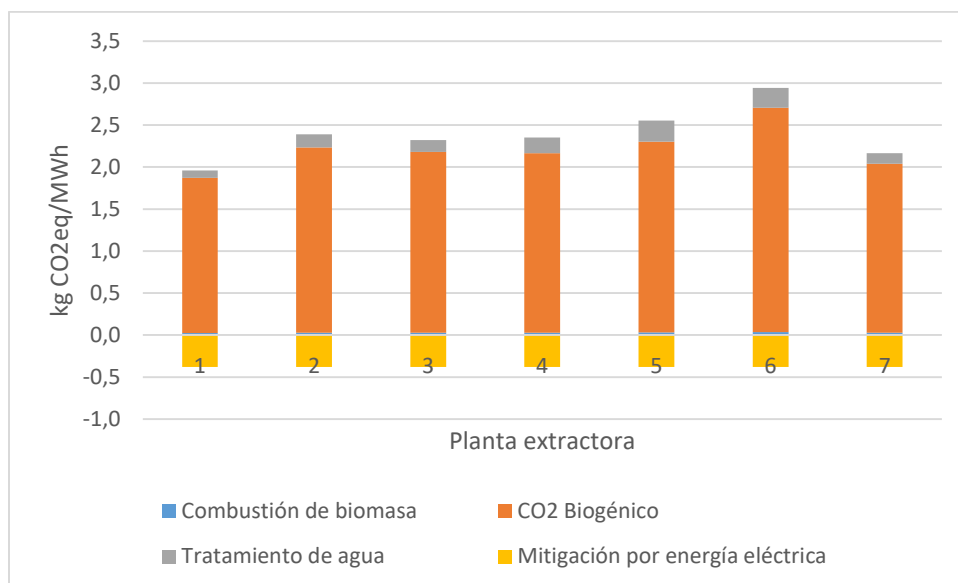


Figura 15. Balance de emisiones de GEI en escenario 1 Fuente: Elaboración propia

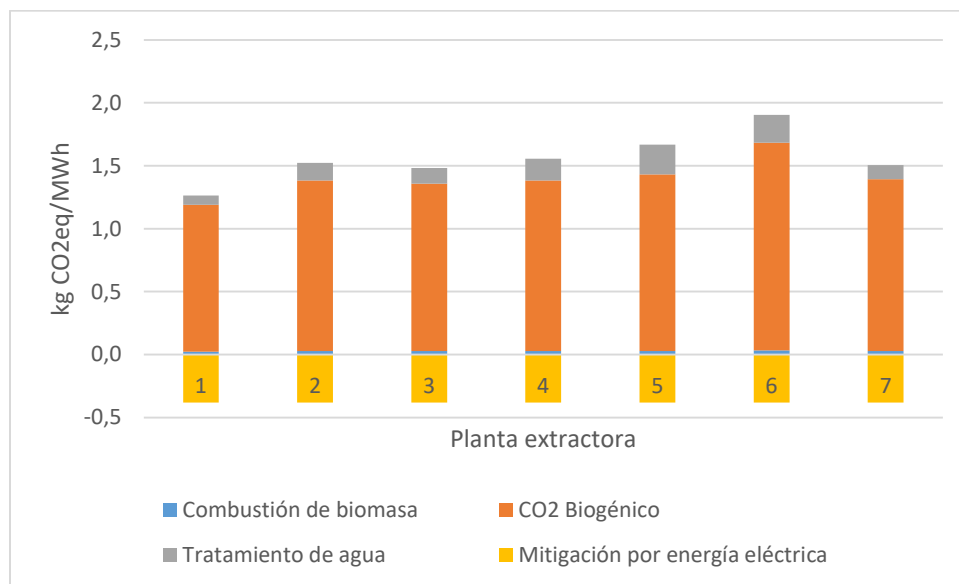


Figura 16. Balance de emisiones de GEI en escenario 2 Fuente: Elaboración propia del autor

4.5 DESEMPEÑO ECONÓMICO

El costo nivelado de energía es calculado en pesos colombianos (COP). Los valores de CAPEX y OPEX son convertidos a COP utilizando una tasa de cambio de 3600³ COP por USD. El costo nivelado se calcula a partir de un dólar constante, sin inflación variable. La TABLA 19 y la TABLA 20 muestran los costos de inversión y operación estimados para los escenarios. La aplicación del método de cálculo asume que en todas las condiciones evaluadas los costos capitales y el costo operativo son iguales por unidad de potencial eléctrica (kW). Los costos operativos se incrementan entre el 41% - 67% pasando del escenario 2 al escenario 1 principalmente por el aumento del flujo de agua y su tratamiento.

TABLA 19

CAPEX – Escenario 1

Planta extractora		1	2	3	4	5	6	7
CAPEX	M COP	4570 9	3734 1	2804 1	2439 1	1914 4	2691 1	2033 5
Costos Operativos								
Emisiones GEI	M COP/año	-1,4	-1,3	-1,0	-0,9	-0,9	-0,8	-0,7
Mantenimiento	M COP/año	414,4	338,5	254,2	221,1	173,6	244,0	184,3
Operación y mantenimiento	M COP/año	137,5	112,3	84,3	73,4	57,6	80,9	61,2
Correctivos	M COP/año	38,7	31,6	23,7	20,6	16,2	22,8	17,2
Tratamiento de agua	M COP/año	70,4	87,6	61,8	58,9	61,0	62,1	41,6
Costo de producción	M COP/año	660,9	570,0	424,1	374,0	308,3	409,8	304,3

Fuente: Elaboración propia del autor

³ Valor promedio del diciembre 2020 (Banco de la República de Colombia, 2021)

TABLA 20

CAPEX – Escenario 2

Planta extractora		1	2	3	4	5	6	7
CAPEX	M COP	3267 9	2407 7	1841 5	1642 8	1216 9	1542 6	1482 5
Costos Operativos								
Emisiones GEI	M COP/año	-1,5	-1,4	-1,1	-1,0	-0,9	-0,8	-0,7
Mantenimiento	M COP/año	296,3	218,3	166,9	148,9	110,3	139,8	134,4
Operación y mantenimiento	M COP/año	98,3	72,4	55,4	49,4	36,6	46,4	44,6
Correctivos	M COP/año	27,6	20,4	15,6	13,9	10,3	13,0	12,5
Tratamiento de agua	M COP/año	43,5	71,6	49,5	48,2	50,5	52,8	34,3
Costo de producción	M COP/año	465,7	382,7	287,4	260,5	207,7	252,0	225,8

Fuente: Elaboración propia del autor

La Figura 17 presenta los costos nivelados de energía para los escenarios evaluados. Debido a que la estimación de los costos se aplica de manera lineal, se evidencia CNE similares en los dos escenarios evaluados. La diferencia se visualiza ligeramente en las plantas 2, 3 y 6 por el aumento del uso del agua. El CNE estimado para los escenarios evaluados esta entre 120 – 220 \$ COP/kWh, valores similares a los reportados por la implementación de sistemas bioenergéticos (OpenEI, 2015).

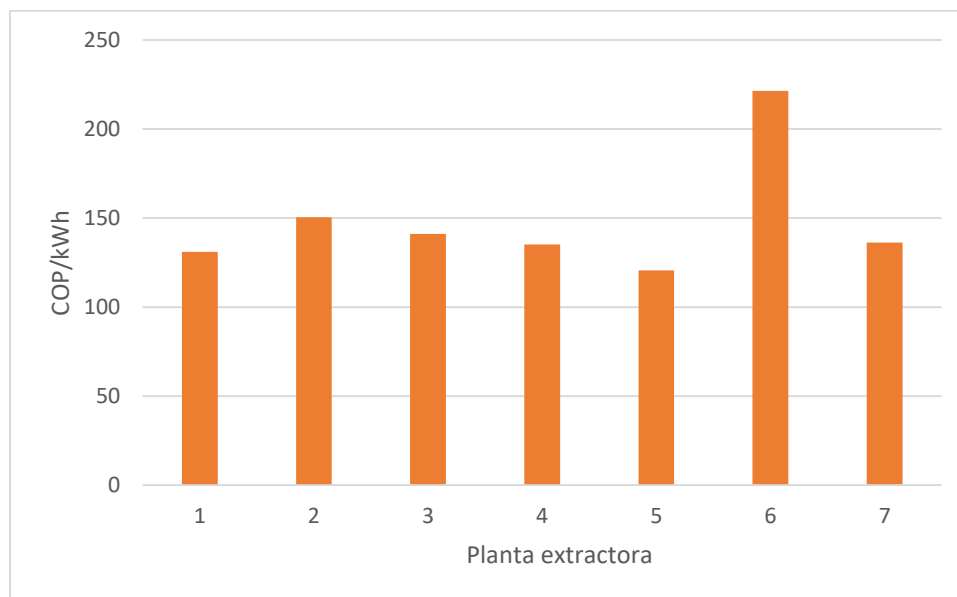


Figura 17. Costo nivelado de energía Fuente: Elaboración propia del autor

4.6 DISCUSIÓN

Los hallazgos del estudio indican que la biomasa residual sólida de palma de aceite tiene el potencial energético para suplir las necesidades energéticas de los procesos de extracción analizados y generar un excedente de energía eléctrica si es utilizada toda la biomasa para este uso energético. El estudio presentado por (Arrieta et al., 2007) indica que para plantas de procesamiento con capacidad entre 18 y 60 t RFF h⁻¹ es posible tener un excedente entre 1 – 7 MW. Adicionalmente indica un potencial de cogeneración entre 70 – 90 kWh/t RFF cuando el proceso de extracción está operando y 150 – 160 kWh tRFF sin operación. Los resultados de este trabajo indican un potencial entre 1.5 – 8.9 MW planta plantas extractoras con capacidad de 21 – 41 t RFF h⁻¹. La similitud de los resultados compete en que ambos casos en la inclusión de un sistema de generación de potencia por ciclo de vapor y turbinas de condensación. El potencial de generación de energía eléctrica se sitúa entre los 60 - 120 kWh t RFF⁻¹ utilizando solo la fibra y el cuesco y la que puede aumentar hasta en 120 – 215 kWh t RFF⁻¹. (Garcia-Nunez, Rodriguez,

et al., 2016a) estima en su estudio un potencial de 120 kWh/t RFF para una planta extractora de 30 t RFF. Si bien los valores son similares, las principales diferencias pueden ser propias de las dinámicas de consumo energético en cada una de las plantas extractoras estudiadas.

(Nasution et al., 2014) menciona un aumento de 530 kW por cada tonelada de RFF utilizando la tusa en un sistema de cogeneración. Los resultados obtenidos indican que el un aumento por uso de tusa se incrementa entre 62 – 81 kW por t RFF respecto al uso de fibra y cuesco. Las diferencias se manifiestan principalmente por la variación de la demanda energética del proceso para cada uno de los casos. Así mismo, el requerimiento energético para la adecuación de tusa dependerá de la tecnología de pretratamiento seleccionada. Tecnologías de pretratamiento como peletización facilitan el almacenamiento de la biomasa y provee alternativas para planear la generación de energía eléctrica.

(Nasrin et al., 2011) evalúa el potencial energético de seis plantas extractoras en Malasia aplicando un ciclo de cogeneración con vapor. Utilizando toda la biomasa (tusa, cuesco y fibra) los consumos de agua se sitúan entre los 28246 - 76264 kg por hora para plantas de con capacidad entre 20 – 54 t RFF. Operar con ciclo cerrado y turbina de condensación supone un ahorro en consumo de agua según lo estimado en el ciclo obteniendo consumos de agua entre los 10681 – 24777 kg por hora de agua.

En términos ambientales, los escenarios evaluados presentan un buen desempeño ambiental en lo que concierne a emisiones de GEI con diferentes biomasa para generación de energía eléctrica.

(Malmgren & Riley, 2018) en su estudio determina que las emisiones específicas por kilovatio de energía generado se sitúa entre 8 - 100 kg de CO₂eq MWh⁻¹. El incremento de las emisiones de GEI específicas conciernen principalmente al requerimiento de fuentes de energía fósil (diésel) para cubrir los requerimientos energéticos de las cadenas de transporte de biomasa de la

industria maderera. A diferencia de este escenario, las emisiones generadas conciernen principalmente a la combustión directa de la biomasa. De acuerdo con el documento de la UPME (UPME, 2019), se utiliza un factor de $381 \text{ g CO}_2\text{eq kWh}^{-1}$ el cual puede ser aplicado para proyectos que produzcan desplazamiento de la electricidad generada con plantas de energía renovable en un sistema eléctrico. La Figura 18 presenta las emisiones totales potencialmente evitadas utilizando la biomasa en cada uno de los escenarios presentados.

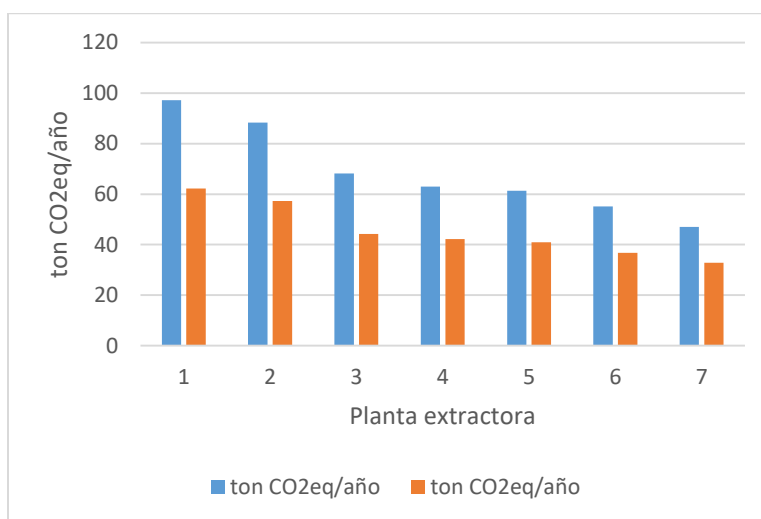


Figura 18. Potencial de mitigación de gases de efecto invernadero Fuente: Elaboración propia

En el plano nacional, el decreto 926 de 2017 del (Ministerio de Hacienda y Crédito Público, 2017) permite la venta de bonos de carbono que certifiquen ser de origen neutro. Los potenciales compradores son empresas que buscan mitigar su impacto ambiental. Si bien las emisiones evitadas no son lo suficientemente altas para generar ingresos considerables que afecten el costo nivelado de energía, la masificación de esta tecnología podría generar un impacto más significativo en el ámbito nacional. Los aportes en emisiones GEI por parte de la cogeneración es poco relevante comparado con las emisiones generadas durante todo el ciclo productivo de la

palma, tal como lo indican es sus estudios (Garcia-Nunez, Rodriguez, et al., 2016a; Ramirez-Contreras et al., 2020; Rivera-Méndez et al., 2017).

Respecto al costo nivelado de energía, el documento desarrollado por (Tidball et al., 2010) indica un costo promedio para tecnologías de conversión de biomasa una media de 13.5 \$ USD/MWh para una muestra de 75 plantas. (Gerssen-Gondelach et al., 2014) mencionan un costo promedio entre 17 – 19 \$ USD MWh⁻¹. Lo anterior evidencia un precio competitivo frente a otras rutas de conversión energética por cogeneración, considerando un bajo o nulo costo de utilización biomasa, así como evitar costos por transporte de biomasa como es el caso de los cultivos energéticos.

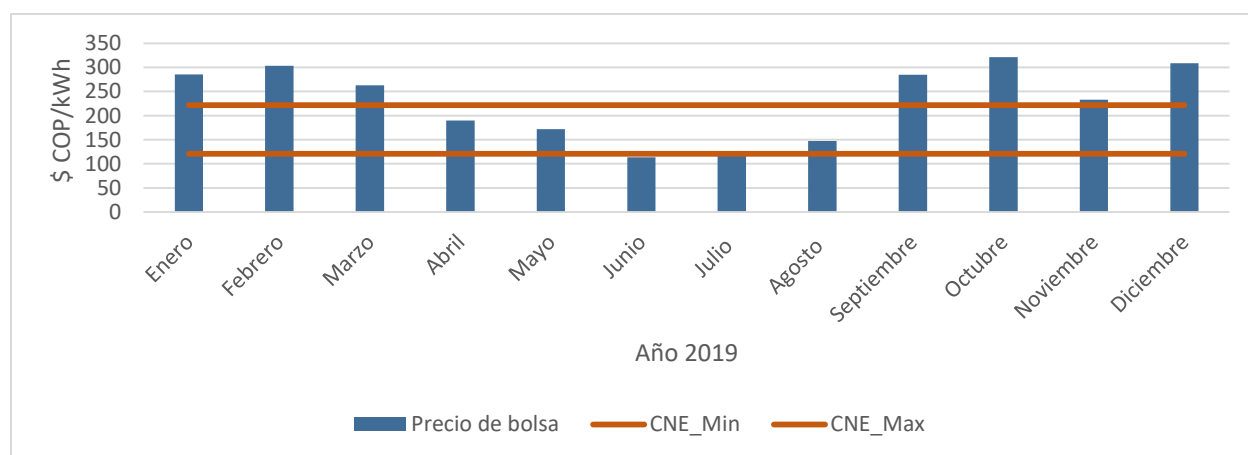


Figura 19. Precio de bolsa de energía eléctrica año 2019 y valores máximos y mínimos del costo nivelado de energía calculado. Fuente: Elaboración propia del autor

Las condiciones de comercialización de energía eléctrica decretadas por el gobierno nacional (CREG, 2018), disponen que la compra de energía debe realizarse al precio de bolsa del mercado de energía eléctrica más unos beneficios que corresponden al manejo de pérdidas del sistema de distribución. La Figura 19 presenta el valor promedio de precio de bolsa nacional de energía eléctrica entre los años 2015-2019 comparado con el rango máximo y mínimo calculado para los

casos de estudios. De acuerdo con lo expresado en la figura, existe una oscilación en los precios de bolsa a consecuencia de la dependencia de la energía hidráulica en Colombia los cuales son afectados fuertemente por fenómenos meteorológicos que ocurren a lo largo del año como lo son “*el niño*” o “*la niña*”. Esta variación de los precios del mercado debe ser considerada y estudiada en un proyecto de prefactibilidad de generación de energía eléctrica a partir de biomasa, puesto que la volatilidad de los precios y la estacionalidad de la producción de fruto de palma son factores claves para sostener la disponibilidad de la planta de generación de energía eléctrica. Considerando los costos de generación de energía, la cogeneración puede ser una alternativa para reducir costos por sustitución de fuente de energía.

5 CONCLUSIONES

La biomasa disponible en plantas de aceite de palma permite cubrir los requerimientos energéticos del proceso, y adicionalmente puede generar un excedente de energía. Para plantas extractoras de aceite con capacidades entre 21 – 41 t RFF⁻¹ se determina un potencial de generación de energía eléctrica entre 1.7 – 8.9 MW. Considerando el consumo interno, para los casos analizados el potencial de generación específico de la biomasa varía entre los 60 - 120 kWh t RFF⁻¹ utilizando solo la fibra y el cuesco. El aprovechamiento energético de la tusa puede incrementar el potencial hasta en 120 – 215 kWh t RFF⁻¹.

El potencial energético de la fibra y el cuesco de palma promedio para los siete casos de estudios es de 21.5 MW anuales. El incremento de la demanda energética por pretratamiento de tusa aumenta el 60 % del consumo energético actual del proceso puesto que los flujos de biomasa (tusa) y humedad son altos (>60 % b.s.). Se sugiere realizar trabajos futuros en la exploración de tecnologías para el pretratamiento y combustión de la tusa.

Este análisis se centra en la energía generada y consumida en el año y no su consumo en el tiempo, factores como el número de paradas de planta; consumos no asociados a producción; disponibilidad; capacidad real de procesamiento; consumo de agua y emisiones pueden discernir un diseño apropiado según las condiciones del proceso de extracción.

En cuanto al desempeño ambiental, las emisiones de GEI calculadas fueron de 1 – 3 kg CO₂eq por MWh para los casos estudiados. Se determina que el impacto ambiental por sustitución de la energía eléctrica de sistema interconectado nacional está entre las 35 - 45 t CO₂eq al año utilizando solo fibra y cuesco. Dependiendo de la disponibilidad de la tusa, su aprovechamiento energético puede incrementar la sustitución de las emisiones entre un 60 – 80%.

Se determina un costo nivelado de energía entre 121 – 221 COP kWh⁻¹ para los casos de estudio, lo cual sugiere un precio competitivo considerando una inversión a diez años. Dada la incertidumbre del esquema de venta de energía eléctrica en Colombia, la variación de los precios de bolsa de energía puede afectar la viabilidad de financiera de este tipo de proyectos de generación de energía.

6 RECOMENDACIONES

El modelo de estimación del poder calorífico requiere de la caracterización de característica fisicoquímica de la biomasa residual sólida de palma de aceite. Condiciones meteorológicas, impregnación de aceite por calidad de proceso y procesamiento de variedades híbridas de palma de aceite son factores que pueden afectar los modelos de predicción de potencial energético adecuados para la palma de aceite en Colombia. La metodología de los modelos estadísticos utilizados para hacer el cálculo del poder calorífico, pueden ser tema de estudio para consolidar modelos explícitos.

Es necesario el estudio de alternativas de pretratamiento de la biomasa. Considerando que existe una variación de precios de bolsa de energía eléctrica en Colombia, la acumulación de biomasa para aumentar la competitiva de la planta de generación podría maximizar el retorno de la inversión en menor tiempo.

Es indispensable monitorear el consumo interno de energía del proceso de extracción.

Desconocer ineficiencias puede afectar la disponibilidad final de la biomasa, la cual de acuerdo con las tendencias internacionales puede representar un costo de oportunidad.

Para estudios más precisos, se recomienda información mínima de dos años, detallando los flujos de biomasa mensualmente. Dado que la medición de los flujos de fibra y cuesco se realizan de forma indirecta por la configuración de la planta extractora, es necesario desarrollar métodos de medición y control del flujo para realizar una mejor administración de la biomasa.

7 BIBLIOGRAFÍA

- Abbas, T., Issa, M., & Ilinca, A. (2020). Biomass Cogeneration Technologies: A Review. *Journal of Sustainable Bioenergy Systems*, 10(01), 1–15.
<https://doi.org/10.4236/jsbs.2020.101001>
- Abdullah, N., & Sulaiman, F. (2013). The Oil Palm Wastes in Malaysia. In *Biomass Now - Sustainable Growth and Use* (Vol. 3, Issue 1, pp. 97–103).
<https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2012.04.004>
- AlNouss, A., McKay, G., & Al-Ansari, T. (2018). Optimum Utilization of Biomass for the Production of Power and Fuels using Gasification. In *Computer Aided Chemical Engineering* (Vol. 43). Elsevier Masson SAS. <https://doi.org/10.1016/B978-0-444-64235-6.50258-8>
- American Society Mechanical Engineering. (2008). Norma ASME PTC4-2008. In *Asme* (Vol. 2008).
- Arrieta, F. R. P., Teixeira, F. N., Yáñez, E., Lora, E., & Castillo, E. (2007). Cogeneration potential in the Columbian palm oil industry: Three case studies. *Biomass and Bioenergy*, 31(7), 503–511. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2007.01.016>
- Asadullah, M. (2014). Barriers of commercial power generation using biomass gasification gas: A review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 29, 201–215.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2013.08.074>
- Aziz, M. K. A., Morad, N. A., Wambeck, N., & Shah, M. H. (2011). Optimizing palm biomass energy though size reduction. *2011 4th International Conference on Modeling, Simulation and Applied Optimization, ICMSAO 2011, APRIL*.
<https://doi.org/10.1109/ICMSAO.2011.5775516>

- Aziz, M., Kurniawan, T., Oda, T., & Kashiwagi, T. (2016). Advanced power generation using biomass wastes from palm oil mills. *Applied Thermal Engineering*.
<https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2016.11.031>
- Banco de la República de Colombia. (2021, January 1). *Estadísticas Económicas*.
<https://totoro.banrep.gov.co/estadisticas-economicas/>
- Barrera, J., Ramírez, N., Garcia-Nunez, J. A., & Guevara, F. (2016). Diagnóstico del desempeño en consumo de energía eléctrica en plantas de beneficio en Colombia. *Palmas*, 37(4), 47–62.
- Basu, P. (2006). Combustion and Gasification in Fluidized Beds. In *CRC Press*.
<https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Bazmi, A. A., Zahedi, G., & Hashim, H. (2011). Progress and challenges in utilization of palm oil biomass as fuel for decentralized electricity generation. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 15(1), 574–583. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2010.09.031>
- Bevan Nyakuma, B., Johari, A., & Ahmad, A. (2013). Thermochemical analysis of palm oil wastes as fuel for biomass gasification. *Jurnal Teknologi (Sciences and Engineering)*, 62(3), 73–76. <https://doi.org/10.11113/jt.v62.1891>
- Börjesson, M., & Ahlgren, E. O. (2012). Biomass CHP energy systems: A critical assessment. In *Comprehensive Renewable Energy* (Vol. 5). Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-087872-0.00508-4>
- Caillat, S., & Vakkilainen, E. (2013). 9 – Large-scale biomass combustion plants: an overview. In *Biomass Combustion Science, Technology and Engineering*. Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097439.3.189>
- Cala A, S. L., Yáñez Angarita, E. E., & García Núñez, J. A. (2011). *Recuperación de almendra:*

- Sintonización de columnas de separación neumáticas en plantas de beneficio* (Fedepalma (ed.)).
- Cala Gaitán, G., & Bernal Castillo, G. (2008). *Procesos modernos de extracción de aceite de palma* (Issue 00442).
- Cenipalma. (2020). *XMAC - Extensión de monitoreo Agroclimático*.
<https://geoportal.cenipalma.org/>
- Chang, S. H. (2014). An overview of empty fruit bunch from oil palm as feedstock for bio-oil production. *Biomass and Bioenergy*, 62, 174–181.
<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2014.01.002>
- Chiew, Y. L., & Shimada, S. (2013). Current state and environmental impact assessment for utilizing oil palm empty fruit bunches for fuel, fiber and fertilizer - A case study of Malaysia. *Biomass and Bioenergy*, 51, 109–124.
<https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2013.01.012>
- Choong, Y. Y., Chou, K. W., & Norli, I. (2018). Strategies for improving biogas production of palm oil mill effluent (POME) anaerobic digestion: A critical review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 82(January), 2993–3006.
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.10.036>
- Congreso de Colombia. (2014). Ley 1715 de 2014. *Diario Oficial*, 104.
- Corley, O. T., & Tinker, J. R. (2003). The Oil Palm. In *West African Agriculture* (pp. 93–104). Cambridge University Press. <https://doi.org/10.1017/CBO9781316530122.010>
- CREG. (2018). Resolución No. 30. In *Ministerio de Minas y energía* (Issue Mayo, p. 13).
[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/\\$FILE/Creg030-2018.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/83b41035c2c4474f05258243005a1191/$FILE/Creg030-2018.pdf)

- Cruz, A. V. (2016). *Lineamientos para la operación eficiente de sistemas de generación de vapor y reducción de emisiones atmosféricas en plantas de beneficio del sector palmero* *
Guidelines for an Efficient Operation of Steam Generation Systems and the Reduction of Atmospher. Figura 1, 55–64.
- Dai, L., Wang, Y., Liu, Y., Ruan, R., He, C., Yu, Z., Jiang, L., Zeng, Z., & Tian, X. (2019). Integrated process of lignocellulosic biomass torrefaction and pyrolysis for upgrading bio-oil production: A state-of-the-art review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 107(January), 20–36. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.02.015>
- Dam, J. E. G. Van. (2015). *Oil Palm by-products as biocommodities*.
- Daud, Z. A. M., Kaur, D., & Khosla, P. (2012). 18 – Health and Nutritional Properties of Palm Oil and Its Components. *Palm Oil*, 545–560. <https://doi.org/10.1016/B978-0-9818936-9-3.50021-6>
- Demirbas, A. (2007). Effects of moisture and hydrogen content on the heating value of fuels. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization and Environmental Effects*, 29(7), 649–655. <https://doi.org/10.1080/009083190957801>
- Dishington, J. M. (2018, February). Fedepalma, 55 años de gestión gremial para desarrollar y consolidar la agroindustria de la palma de aceite en Colombia. *El Palmicultor*, 552, 5–7. <http://web.fedepalma.org/sites/default/files/files/Fedepalma/semanario-palmero/publicaciones/Boletin-El-Palmicultor-de-febrero-de-2018.pdf>
- Eras, J. J. C., Morejón, M. B., Gutiérrez, A. S., García, A. P., Ulloa, M. C., Martínez, F. J. R., & Rueda-Bayona, J. G. (2019a). A look to the electricity generation from non-conventional renewable energy sources in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(1), 15–25. <https://doi.org/10.32479/ijeep.7108>

- Eras, J. J. C., Morejón, M. B., Gutiérrez, A. S., García, A. P., Ulloa, M. C., Martínez, F. J. R., & Rueda-Bayona, J. G. (2019b). A look to the electricity generation from non-conventional renewable energy sources in Colombia. *International Journal of Energy Economics and Policy*, 9(1), 15–25. <https://doi.org/10.32479/ijeep.7108>
- Fedepalma. (2016). Balance económico del sector palmero colombiano en 2015. *Boletín Económico*, 8. http://web.fedepalma.org/sites/default/files/files/BTE 2016_en baja.pdf
- Fedepalma. (2019). *Statistical Yearbook*.
<https://drive.google.com/file/d/1WOrjaYVXpXGDVmLTQcIfS9fLDCxEymy5/view>
- Fedepalma. (2020). MINIANUARIO ESTADÍSTICO 2020. In *Principales cifras de la agroindustria de la palma de aceite en Colombia*.
- Fernández, C. A., García, H., Ramirez C, N. E., & García N, J. A. (2016). Impacto de la clarificación dinámica sobre el proceso de extracción y recuperación de aceite de palma crudo Processes in Crude Palm Oil (Case study). *Revista Palmas*, 37(3), 47–64.
- Garcia-Nunez, J. A., Ramirez-Contreras, N. E., Rodriguez, D. T., Silva-Lora, E., Frear, C. S., Stockle, C., & Garcia-Perez, M. (2016a). Evolution of palm oil mills into bio-refineries: Literature review on current and potential uses of residual biomass and effluents. *Resources, Conservation and Recycling*, 110, 99–114.
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.03.022>
- Garcia-Nunez, J. A., Ramirez-Contreras, N. E., Rodriguez, D. T., Silva-Lora, E., Frear, C. S., Stockle, C., & Garcia-Perez, M. (2016b). Evolution of palm oil mills into bio-refineries: Literature review on current and potential uses of residual biomass and effluents. *Resources, Conservation and Recycling*, 110, 99–114.
<https://doi.org/10.1016/j.resconrec.2016.03.022>

- Garcia-Nunez, J. A., Rodriguez, D. T., Fontanilla, C. A., Ramirez, N. E., Silva Lora, E. E., Frear, C. S., Stockle, C., Amonette, J., & Garcia-Perez, M. (2016a). Evaluation of alternatives for the evolution of palm oil mills into biorefineries. *Biomass and Bioenergy*, 95, 310–329. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.05.020>
- Garcia-Nunez, J. A., Rodriguez, D. T., Fontanilla, C. A., Ramirez, N. E., Silva Lora, E. E., Frear, C. S., Stockle, C., Amonette, J., & Garcia-Perez, M. (2016b). Evaluation of alternatives for the evolution of palm oil mills into biorefineries. *Biomass and Bioenergy*. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2016.05.020>
- Gerssen-Gondelach, S. J., Saygin, D., Wicke, B., Patel, M. K., & Faaij, A. P. C. (2014). Competing uses of biomass: Assessment and comparison of the performance of bio-based heat, power, fuels and materials. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 40(April), 964–998. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.197>
- Gómez-Navarro, T., & Ribó-Pérez, D. (2018). Assessing the obstacles to the participation of renewable energy sources in the electricity market of Colombia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 90(March), 131–141. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.03.015>
- Gonzalez-Salazar, M. A., Venturini, M., Poganietz, W. R., Finkenrath, M., Kirsten, T., Acevedo, H., & Spina, P. R. (2016). Development of a technology roadmap for bioenergy exploitation including biofuels, waste-to-energy and power generation & CHP. *Applied Energy*, 180, 338–352. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.07.120>
- Gozan, M., Aulawy, N., Rahman, S. F., & Budiarto, R. (2018). Techno-Economic Analysis of Biogas Power Plant from POME (Palm Oil Mill Effluent) Oil Recovery from Oil Sludge View project Salt quality improvement View project Techno-Economic Analysis of

- Biogas Power Plant from POME (Palm Oil Mill Effluent). *International Journal of Applied Engineering Research*, 13(8), 6151–6157. <http://www.ripublication.com>
- Guercio, A., & Bini, R. (2017). Biomass-fired Organic Rankine Cycle combined heat and power systems. In *Organic Rankine Cycle (ORC) Power Systems: Technologies and Applications*. Elsevier Ltd. <https://doi.org/10.1016/B978-0-08-100510-1.00015-6>
- Hashim, K., Tahiruddin, S., & Asis, A. J. (2012). 8 – Palm and Palm Kernel Oil Production and Processing in Malaysia and Indonesia. *Palm Oil*, 2008, 235–250. <https://doi.org/10.1016/B978-0-9818936-9-3.50011-3>
- Hossain, M. A., Jewaratnam, J., & Ganesan, P. (2016). Prospect of hydrogen production from oil palm biomass by thermochemical process ??? A review. *International Journal of Hydrogen Energy*, 41(38), 16637–16655. <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.07.104>
- Hu, X., & Gholizadeh, M. (2019). Biomass pyrolysis: A review of the process development and challenges from initial researches up to the commercialisation stage. *Journal of Energy Chemistry*, 39(x), 109–143. <https://doi.org/10.1016/j.jechem.2019.01.024>
- Huang, Y. F., & Lo, S. L. (2020). Predicting heating value of lignocellulosic biomass based on elemental analysis. *Energy*, 191(xxxx), 116501. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2019.116501>
- Hurskainen, M., & Vainikka, P. (2015). Technology options for large-scale solid-fuel combustion. In *Fuel Flexible Energy Generation*.
- Husain, Z., Zainal, Z. A., & Abdullah, M. Z. (2002). Analysis of biomass-residue-based cogeneration system in palm oil mills. *Biomass and Bioenergy*, 24(2), 117–124. [https://doi.org/10.1016/S0961-9534\(02\)00101-0](https://doi.org/10.1016/S0961-9534(02)00101-0)
- Idris, S. S., Rahman, N. A., & Ismail, K. (2012). Combustion characteristics of Malaysian oil

- palm biomass, sub-bituminous coal and their respective blends via thermogravimetric analysis (TGA). *Bioresource Technology*, 123, 581–591.
- <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.07.065>
- Index Mundi. (2019). *Palm Oil Production by Country in 1000 MT*.
- <https://www.indexmundi.com/agriculture/?commodity=palm-oil>
- International Energy Agency. (2017). Technology Roadmap Delivering Sustainable Bioenergy. In *IEA*.
- IPCC. (2006). Stationary combustion. In *IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories*. <https://doi.org/10.1007/BF00914340>
- Kowalczyk-Juśko, A. (2017). The influence of the ash from the biomass on the power boiler pollution. *Journal of Ecological Engineering*, 18(6), 200–204.
- <https://doi.org/10.12911/22998993/76897>
- Ling-Hoak, O., Keong-Hoe, L., & Khoon-San, C. (2007). Conversion de efluentes y tusas en fertilizante orgánico con cero desperdicios. *PALMAS*, 28(2), 180–190.
- Loh, S. K. (2016). The potential of the Malaysian oil palm biomass as a renewable energy source. *Energy Conversion and Management*.
- <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2016.08.081>
- Luk, H. T., Lam, T. Y. G., Oyedun, A. O., Gebreegziabher, T., & Hui, C. W. (2013). Drying of biomass for power generation: A case study on power generation from empty fruit bunch. *Energy*, 63, 205–215. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.10.056>
- Malico, I., Nepomuceno Pereira, R., Gonçalves, A. C., & Sousa, A. M. O. (2019). Current status and future perspectives for energy production from solid biomass in the European industry. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 112(November 2018), 960–977.

- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.06.022>
- Malmgren, A., & Riley, G. (2018). Biomass Power Generation ☆. In *Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences* (Issue December 2017). Elsevier Inc.
- <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-409548-9.11014-0>
- Mba, O. I., Dumont, M. J., & Ngadi, M. (2015). Palm oil: Processing, characterization and utilization in the food industry - A review. *Food Bioscience*, 10, 26–41.
- <https://doi.org/10.1016/j.fbio.2015.01.003>
- Medina, J. D. C., Magalhães, A. I., Zamora, H. D., & Melo, J. D. Q. (2019). Oil palm cultivation and production in South America: status and perspectives. *Biofuels, Bioproducts and Biorefining*, 1–9. <https://doi.org/10.1002/bbb.2013>
- Minagricultura, & UPRA. (2017). *Colombia: 16 millones de hectáreas aptas para palma de aceite*. Palma de Aceite. https://www.upra.gov.co/sala-de-prensa/noticias/-/asset_publisher/GEKyUuxHYSXZ/content/colombia-16-millones-de-hectareas-aptas-para-palma-de-aceite
- Ministerio de Hacienda y Crédito Público. (2017). *Decreto 926 de 2017*. [http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO 926 DEL 01 DE JUNIO DE 2017.pdf](http://es.presidencia.gov.co/normativa/normativa/DECRETO+926+DEL+01+DE+JUNIO+DE+2017.pdf)
- Mohammed, M. A. A., Salmiaton, A., Wan Azlina, W. A. K. G., & Mohamad Amran, M. S. (2012). Gasification of oil palm empty fruit bunches: A characterization and kinetic study. *Bioresource Technology*, 110, 628–636.
- <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2012.01.056>
- Monroy, E. F. C. (2007). *Integración energética en el proceso de extracción de aceite de palma*. 28, 93–104.

- Montero V, J. C., Díaz R, C. A., Guevara T, F. E., Cepeda R, A. H., & Barrera H, J. C. (2013). Modelo para medición de eficiencia real de producción y administración integrada de información en Planta de Beneficio Producción. In *Boletín técnico No. 33* (Issue 33).
- Montoya, J., Valdés, C., Chaquea, H., Pecha, M. B., & Chejne, F. (2020). Surplus electricity production and LCOE estimation in Colombian palm oil mills using empty fresh bunches (EFB) as fuel. *Energy*, 202, 117713. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117713>
- Mulugetta, Y., Hertwich, E., Riahi, K., Gibon, T., & Neuhoff, K. (2014). Climate Change 2014: Mitigation of climate change. *IPCC Fifth Assessment Report*, 527–532. <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415416>
- Nanda, S., Mohammad, J., Reddy, S. N., Kozinski, J. A., & Dalai, A. K. (2014). Pathways of lignocellulosic biomass conversion to renewable fuels. *Biomass Conversion and Biorefinery*, 4(2), 157–191. <https://doi.org/10.1007/s13399-013-0097-z>
- Nasrin, A. B., Ravi, N., Lim, W. S., Choo, Y. M., & Fadzil, A. M. (2011). Assessment of the Performance and Potential Export Renewable Energy (RE) From Typical Co generation Plants Used in Palm Oil Mills. *Journal of Engineering and Applied Sciences*, 6(6), 433–439. <https://doi.org/10.3923/jeasci.2011.433.439>
- Nasution, M. A., Herawan, T., & Rivani, M. (2014). Analysis of palm biomass as electricity from palm oil mills in north sumatera. *Energy Procedia*, 47, 166–172. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.01.210>
- Ninduangdee, P., & Kuprianov, V. I. (2016). A study on combustion of oil palm empty fruit bunch in a fluidized bed using alternative bed materials: Performance, emissions, and time-domain changes in the bed condition. *Applied Energy*, 176, 34–48. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.05.063>

Noel, B., & June, W. (1999). Volume I – OIL PALM MILL , SYSTEMS AND PROCESS.

Update, I.

Nunes, L. J. R., Matias, J. C. O., & Catalão, J. P. S. (2016). Biomass combustion systems: A review on the physical and chemical properties of the ashes. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 235–242. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.053>

Ohimain, E. I., & Izah, S. C. (2017). A review of biogas production from palm oil mill effluents using different configurations of bioreactors. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 70(December 2014), 242–253. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.11.221>

OpenEI. (2015). *Levelized Cost Calculations / Transparent Cost Database*.

<https://openei.org/apps/TCDB/>

Pande, G., Akoh, C. C., & Lai, O. M. (2012). Food Uses of Palm Oil and Its Components. *Palm Oil: Production, Processing, Characterization, and Uses*, 561–586.

<https://doi.org/10.1016/B978-0-9818936-9-3.50022-8>

Pelaez, C. M. (2010). *Buenas prácticas de procesamiento en plantas de beneficio : estudio de caso*. 31, 64–73.

Ramirez-Contreras, N. E., Arévalo S, A., & Garcia-Nuñez, J. A. (2015). Inventario de la biomasa disponible en plantas de beneficio para su aprovechamiento y caracterización fisicoquímica de la tusa en Colombia. *Revista Palmas*, 36(4), 41–54.

<http://publicaciones.fedepalma.org/index.php/palmas/article/view/11644/11636>

Ramirez-contreras, N. E., Munar-florez, D. A., Faaij, P. C., & Garcia-nu, J. A. (2020). *The GHG emissions and economic performance of the Colombian palm oil sector ; current status and long-term perspectives*. 258. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120757>

Ramirez-Contreras, N. E., Munar-Florez, D. A., Garcia-Nuñez, J. A., Mosquera-Montoya, M., &

- Faaij, A. P. C. (2020). The GHG emissions and economic performance of the Colombian palm oil sector; current status and long-term perspectives. *Journal of Cleaner Production*, 258. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2020.120757>
- Ramirez-Contreras, N. E., Ramírez, Á. S. S., González, E. M. G., & Yañez A., E. E. (2011). Caracterización y manejo de subproductos del beneficio del fruto de palma de aceite. *Boletín Técnico No. 30*, 30, 1–46. <https://doi.org/10.5897/AJB11.3582>
- Rincon Martinez, J. M., & Silva Lora, E. E. (2015). *Bioenergía : Fuentes, conversion y sostenibilidad*.
- Rivera-Méndez, Y. D., Rodríguez, D. T., & Romero, H. M. (2017). Carbon footprint of the production of oil palm (*Elaeis guineensis*) fresh fruit bunches in Colombia. *Journal of Cleaner Production*, 149, 743–750. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.02.149>
- Samiran, N. A., Jaafar, M. N. M., Ng, J. H., Lam, S. S., & Chong, C. T. (2016). Progress in biomass gasification technique - With focus on Malaysian palm biomass for syngas production. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 62, 1047–1062. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2016.04.049>
- Shafie, S. M., Mahlia, T. M. I., Masjuki, H. H., & Ahmad-Yazid, A. (2012). A review on electricity generation based on biomass residue in Malaysia. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 16(8), 5879–5889. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2012.06.031>
- SISPA. (2020). *Evolución histórica anual del fruto procesado, el aceite de palma y el palmiste extraídos*. <http://sispa.fedepalma.org/sispaweb/default.aspx?Control=Pages/produccion>
- Sokhansanj, S. (2011). The Effect of Moisture on Heating Values. *Biomass Energy Data Book*, C, 1–5. <http://cta.ornl.gov/bedb>
- Solarte-Toro, J. C., Chacón-Pérez, Y., & Cardona-Alzate, C. A. (2018). Evaluation of biogas and

- syngas as energy vectors for heat and power generation using lignocellulosic biomass as raw material. *Electronic Journal of Biotechnology*, 33, 52–62.
- <https://doi.org/10.1016/j.ejbt.2018.03.005>
- Sommart, K., & Pipatmanomai, S. (2011). *Assessment and Improvement of Energy Utilization in Crude Palm Oil Mill*. 10, 161–166.
- Strzalka, R., Schneider, D., & Eicker, U. (2017). Current status of bioenergy technologies in Germany. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 72, 801–820.
- <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.01.091>
- Tai, Z. S., Hubadillah, S. K., Othman, M. H. D., Dzahir, M. I. H. M., Koo, K. N., Tendot, N. I. S. T. I., Ismail, A. F., Rahman, M. A., Jaafar, J., & Aziz, M. H. A. (2019). Influence of pre-treatment temperature of palm oil fuel ash on the properties and performance of green ceramic hollow fiber membranes towards oil/water separation application. *Separation and Purification Technology*, 264–277. <https://doi.org/10.1016/j.seppur.2019.04.046>
- Taylor, G. (2008). Biofuels and the biorefinery concept. *Energy Policy*, 36(12), 4406–4409.
- <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2008.09.069>
- Tidball, R., Bluestein, J., Rodriguez, N., & Knoke, S. (2010). *Cost and performance assumptions for modeling electricity generation technologies. [NREL] - National Renewable Energy Laboratory*. November. <https://doi.org/10.2172/993653>
- Tortosa Masiá, A. A., Buhre, B. J. P., Gupta, R. P., & Wall, T. F. (2007). Characterising ash of biomass and waste. *Fuel Processing Technology*, 88(11–12), 1071–1081.
- <https://doi.org/10.1016/j.fuproc.2007.06.011>
- Umar, M. S., Jennings, P., & Urmee, T. (2014). Sustainable electricity generation from oil palm biomass wastes in Malaysia: An industry survey. *Energy*, 67, 496–505.

- <https://doi.org/10.1016/j.energy.2014.01.067>
- Universidad Industrial de Santander, Centro de Estudios e Investigaciones Ambientales, Unidad de Planeación Minero Energética - UPME, & Instituto de Hidrología Meteorología y estudios ambientales. (2011). *Atlas del Potencial Energético de la Biomasa Residual en Colombia* (2011 Bucaramanga (Colombia) : Universidad Industrial de Santander (ed.)).
- UPME. (2015). Plan Energetico Nacional Colombia: Ideario Energético 2050. *Unidad de Planeación Minero Energética, Republica de Colombia*, 184.
- http://www.upme.gov.co/Docs/PEN/PEN_IdearioEnergetico2050.pdf
- UPME. (2019). *Metodología de calculo de emisiones de gases de efecto invernadero del sistema interconectado nacional*.
- USDA. (2018). *Oilseeds: World Markets and Trade*.
- Van Loo, S. (2008). *The Handbook of Biomass Combustion and Cofiring* (Issue January).
- Vargas, D. L., Yáñez A, E. E., García Núñez, J. A., Meneses, A., & Cuellar, M. (2011). Cogeneración con biomasa de palma de aceite en el sistema eléctrico colombiano: barreras, perspectivas y oportunidades. *Revista Palmas*, 32 No. 3(3), 49–62.
- Wolf, J. P., & Dong. (2013). 1 – Biomass combustion for power generation: an introduction. In *Biomass Combustion Science, Technology and Engineering*. Woodhead Publishing Limited. <https://doi.org/10.1533/9780857097439.1.3>
- Wu, T. Y., Mohammad, A. W., Jahim, J. M., & Anuar, N. (2010). Pollution control technologies for the treatment of palm oil mill effluent (POME) through end-of-pipe processes. *Journal of Environmental Management*, 91(7), 1467–1490.
- <https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2010.02.008>
- Yeong, S. K., Idris, Z., & Hassan, H. A. (2012). *Palm Oleochemicals in Non-food Applications*.

Palm Oil: Production, Processing, Characterization, and Uses, 587–624.

<https://doi.org/10.1016/B978-0-9818936-9-3.50023-X>

Anexos

Tabla A. Inventario de biomasa de la zona norte

Parámetros	Unidad	Planta						
		1	2	3	4	5	6	7
Horas netas de operación al año	h/año	6821	5966	6357	6642	7475	4051	6571
Capacidad de la Planta	t RFF/h	39,9	41,4	27,7	24,3	21,7	36,0	20,8
Fruta procesada	t							
	RFF/año	272093	246722	175969	161666	162231	145943	136639
Cantidad de ACP producido	t/año	62019	52649	37505	33221	34787	30114	27498
Cantidad de Almendra producida		12962,5						
	t/año	9	14244	10530	8152,81	6557	6967,81	6174,97
Cantidad de Aceite Palmiste producido	t/año	4666	6084	no	3328,09	.	2994,40	5486,05
Cantidad de torta producida	t/año	5444	7745	no	4579,96	.	4352,33	6519,04
Consumo diésel/ton RFF transportada	gal/t RFF	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63	2,63
Consumo de energía eléctrica en la PB (sin palmiste)	KWh/añ	218739	5398064,	308373	2740934,1		3324599,1	519093
	o	8	2	1	9	3135000	2	2

Indicador de energía	kWh/tRF							
F		8,04	21,88	17,52	16,95	19,32	22,78	37,99
Cantidad de agua usada en el proceso	m3/año	78515	140022	35800,5	58742,4	137896,3		38573,6
Agua Consumida	m ³ /t RFF	0,29	0,57	0,20	0,36	0,85	0,40	0,28
Cantidad de agua para caldera	m3/año	88504	120893,7	8	83534,5	137065,6	178454,1	57860,4
Vapor consumido	kg/t RFF	325	490	475	848	1100	610	423
Cantidad de diésel utilizado para generación energía	gal/año	2693	24942		127781,59	13177	14960	1296
Diesel usado para generar	kg/t RFF	8710	80671		413291	42619	48386	4192
Energía diésel usada	MJ/t RFF	1,43	14,61		114,25	11,74	14,82	1,37
Cantidad tusa entera	t/año		598		37026	36502	20724	25348
Cantidad tusa prensada	t/año	39595,3						
		9	34875	27262	37026	36502	32566	25348

Cantidad Tusa Entera (Global)	t/año	62221	55402	42840	37026	36502	32566	25348
Tusa generada	%	23%	22%	24%	23%	23%	22%	19%
Tusa a campo (fertilizante orgánico)	t/año	5355	35473	23172,7	37026	29201,6		23149
Utilización de tusa en campo	%	9%	64%	54%	100%	80%		91%
Cantidad fibra	t/año	35372	30914	20746,7 5	22633	19467,72	17586,14	16396,6 6
Fibra generada	%	13,0%	12,5%	11,8%	14,0%	12,0%	12,0%	12,0%
Fibra a Caldera	t/año	29517	26030	10241,7 5	15843,1	13627,40 4	14068,91	14032,7
Utilización de fibra en caldera	%	83%	84%	49%	70%	70%	80%	86%
Cantidad cuesco	t/año	13605	10168	10558,1 4	7275	7543,74	6649,41	7788,41
Cuesco generado	%	5,0%	4,1%	6,0%	4,5%	4,6%	4,6%	5,7%
Cuesco a Caldera	t/año	13605		8301,14	5969,01	6034,99	5984,47	4274
Utilización de cuesco en caldera	%	100%		79%	82%	80%	90%	55%

